

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Dipartimento di Elettrotecnica



**ANALISI TEORICO-SPERIMENTALE DELL'EFFETTO
DEGLI OMBREGGIAMENTI SU MODULI
FOTOVOLTAICI**

Relatore: Proff.sa Sonia Leva

Correlatore: Ing. Luca Gregori

Tesi di Laurea Specialistica di:
Aldo Simeone
Matr. 755155

Anno Accademico 2011-2012

INDICE

1	MODELLO CIRCUITALE DELLA CELLA FOTOVOLTAICA	11
1.1	INTRODUZIONE AI MODELLI DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA	11
1.2	MODELLO CELLA FV IDEALE	20
1.3	MODELLO CIRCUITALE CON RESISTENZA SERIE R_s	22
1.4	MODELLO A SINGOLO DIODO	24
1.4.1	Migliorando il modello:	28
1.4.2	Regolando il modello	28
1.4.3	Soluzione iterativa di R_s e R_{sh}	30
1.4.4	Migliorare ulteriormente il modello	32
1.4.5	Validazione il modello	34
1.5	MODELLO CELLA FV A DUE ESPONENZIALI	37
1.5.1	Determinazione dei parametri del modello a doppio diodo:	39
1.6	MODELLO A DOPPIO DIODO SEMPLIFICATO	41
1.6.1	Semplificazione dell'equazione della corrente di saturazione	41
1.6.2	Determinazione dei valori di R_s e R_{sh}	42
1.7	PROPOSTA MODELLO ESPlicito	44
1.7.1	Confronto modello esplicito e dati sperimentali per validare il modello	47
1.8	MODELLO "SANDIA"	48
1.8.1	Equazioni	48
1.8.2	Definizione dei parametri del modulo	52
1.8.3	Parametri dipendenti dall'irraggiamento	52
1.8.4	Parametri in funzione della risorsa solare	55
1.8.5	Parametri alle standard reporting conditions	56
1.8.6	Parametri dipendenti dalla temperatura	58
1.8.7	Model operating temperature (modello termico)	58
1.8.8	Equazione del modello per array	61
1.8.9	Equazioni per riportarsi alle STC	62
1.9	MODELLO CELLA FV BASATO SUI VALORI DEI DATASHEETS	63
1.9.1	Determinazione dei parametri del modello dai valori nel datasheets	63
1.9.2	Ricavare i parametri	65
1.9.3	Costruzione della caratteristica del modello	67

1.9.4	Espressioni di I_{ph} e I_0	67
1.9.5	Dipendenza dall'irraggiamento	68
1.9.6	La dipendenza della V_{oc} dalla temperatura e dall'irraggiamento	68
1.9.7	Dipendenza della I_{sc} dalla temperatura	68
1.9.8	Dipendenza dalla temperatura della I_0	68
1.9.9	Modello proposto per I_0	69
1.9.10	Dipendenza dalla temperatura della I_{sc}	69
2	GENESI PARAMETRI	70
2.1	FOTOCORRENTE	70
2.2	CORRENTE DI BUIO E CIRCUITO APERTO	74
2.3	RESISTENZE PARASSITE	77
2.4	COMPORTEMENTO NON IDEALE DEL DIODO	78
2.5	EFFICIENZA	79
2.6	METODI PER LA DETERMINAZIONE DI R_s	81
3	PARTIAL SHADING	85
3.1	MODELLO POLARIZZAZIONE NEGATIVA	85
3.2	OMBREGGIAMENTI SU ARRAYS CONNESSI IN SERIE	89
3.3	PARTIAL SHADING SU MODULI FOTOVOLTAICI	92
3.3.1	Partial shading su due submoduli connessi in serie	92
3.3.2	Partial shading su due submoduli connessi in parallelo	95
3.4	MECCANISMI DI INTERAZIONE CON I DIODI DI BYPASS	98
3.5	MODELLO TEORICO MODULO FOTOVOLTAICO CON OMBREGGIAMENTO	104
4	CAMPAGNA SPERIMENTALE	107
4.1	INTRODUZIONE	107
4.2	DESCRIZIONE DEL LAYOUT DEI MODULI PRESENTI AL SOLAR TECH LAB	108
4.3	LA SPERIMENTAZIONE EFFETTUATA	110
4.4	SPIEGAZIONE STUMENTI UTILIZZATI	111
4.4.1	Strumento A	111
4.4.2	Strumento B	113
4.5	VERIFICA EVENTUALI ANOMALIE DEI MODULI	115
4.5.1	Descrizione del processo di misure ed elaborazione dati	118
4.5.2	Verifica delle caratteristiche I-V e P-V dei moduli con diverse configurazioni di ombreggiamento di una cella	120

4.5.3	Verifica delle caratteristiche I-V e P-V dei moduli con diverse configurazioni di ombreggiamento insistenti su tutto il modulo	125
4.6	OSSERVAZIONI GENERALI SUI RISULTATI OTTENUTI	132
5	CONCLUSIONI	133
6	BIBLIOGRAFIA	135

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1-Circuito equivalente cella FV	11
Figura 1.2-Circuito equivalente modello a 5 parametri	13
Figura 1.3-Potenza (P) in funzione della tensione (V)	14
Figura 1.4-Curve I-V a temperatura fissa e irraggiamento variabile	15
Figura 1.5- Caratteristica I-V di un modulo PV a temperatura di 25 e 50 gradi centigradi	18
Figura 1.6-Modello cella FV ideale a singolo diodo	20
Figura 1.7-Modello cella FV a singolo diodo con resistenza serie	22
Figura 1.8-Circuito equivalente cella FV modello singolo diodo a 5 parametri	24
Figura 1.9- Caratteristica I-V con in evidenza i tre punti "fondamentali": Corto circuito (0, I _{sc}), Maximum Power Point (V _{mp} , I _{mp}), circuito aperto (V _{oc} , 0)	25
Figura 1.10-Curva P-V per differenti valori di R _s e R _{sh}	30
Figura 1.11-Curve I-V per differenti valori di R _s e R _{sh}	31
Figura 1.12- Algoritmo usato per regolare il modello	33
Figura 1.13-Curva I-V del modello regolato	35
Figura 1.14-Curva P-V del modello regolato	35
Figura 1.15-Modello cella Fv a 8 parametri o doppio esponenziale	37
Figura 1.16-Grafico di dispersione di 3300 misure acquisite i 5 giorni differenti di Gennaio ad Albuquerque con cielo sereno e anche coperto. Modulo Si-mc da 165 Wp	49
Figura 1.17-Curva I-V di un modulo con in evidenza i 5 punti forniti dal Sandi model	51
Figura 1.18-Grafico di dispersione di 3300 misure acquisite i 5 giorni differenti di Gennaio ad Albuquerque con cielo sereno e anche coperto. Modulo Si-mc da 165 Wp. Misure di tensione (V) in relazione all'irraggiamento (E)	54
Figura 1.19-Grafico di dispersione di 3300 misure acquisite i 5 giorni differenti di Gennaio ad Albuquerque con cielo sereno e anche coperto. Modulo Si-mc da 165 Wp. Misure di corrente riportate a temperatura di 50 C.	54
Figura 1.20-Distribuzione dello spettro solare in un giorno sereno in Davis (CA) a differenti condizioni di air mass durante il giorno. In rosso lo spettro di una classica cella FV al silicio.	55
Figura 2.1-. Andamento della densità F(λ) di fotoni incidenti sulla superficie terrestre per spettro AM1.5G. In rosso è mostrato l'integrale della curva.	71
Figura 2.2-Densità di corrente cumulativa fotogenerata calcolata secondo (2.18) per una cella p-n a singola giunzione in GaAs.	72

Figura 2.3-Curve I-V diodo ideale per cella illuminata e al buio. Il prodotto $V \cdot I$ è positivo quando la cella genera potenza.	75
Figura 2.4-Circuito equivalente con resistenze parassite (R_s, R_{sh})	77
Figura 2.5-Curva I-V (nera) e P-V (grigia) di una cella FV ideale. Se il FF fosse pari ad 1 la curva I-V seguirebbe il rettangolo più esterno.	79
Figura 2.6-Prestazioni di alcuni tipi di celle FV.	80
Figura 2.7-Curve I-V utilizzate per determinare la resistenza serie.	82
Figura 3.1-Circuito equivalente del modello tenendo conto della polarizzazione negativa della cella FV.	86
Figura 3.2- Caratteristiche I-V (su tutti i 4 quadranti) di una cella Si-pc ad irraggiamento differente	87
Figura 3.3-Confronto fra valori misurati e simulazione di una cella completamente ombreggiata.	88
Figura 3.4-Due celle FV con diverso irraggiamento connesse in serie. La cella ombreggiata ha il diodo di bypass in parallelo.	89
Figura 3.5-Caso con diodo di bypass	90
Figura 3.6-Caso senza diodo di bypass in antiparallelo.	91
Figura 3.7-Curva P-V di due celle FV connesse in serie con e senza diodo di bypass.	91
Figura 3.8-Connessione in serie di due submoduli: (a) due celle ombreggiate in un submodulo, (b) una cella ombreggiata per ciascun submodulo.	92
Figura 3.9-Caratteristica I-V di due submoduli ombreggati parzialmente connessi in serie.	93
Figura 3.10-Caratteristica P-V di due submoduli parzialmente ombreggiati connessi in serie.	94
Figura 3.11-Configurazione in parallelo di due submoduli: (a) due celle ombreggiate in un submodulo, (b) una cella ombreggiata per ciascun submodulo.	95
Figura 3.12-Caratteristica I-V di due submoduli parzialmente ombreggiati connessi in parallelo.	96
Figura 3.13-Caratteristica P-V di due submoduli parzialmente ombreggiati connessi in parallelo.	97
Figura 3.14-Confronto dei valori misurati in tensione con quelli calcolati sulla cella ombreggiata per differenti carichi applicati (sinistra). Tensioni alla maglia in un modulo con una cella ombreggiata (destra).	98
Figura 3.15-Confronto dei valori misurati in corrente con quelli calcolati sul modulo FV per differenti carichi applicati e differenti livelli di ombreggiamento (sinistra). Equilibrio delle correnti in un modulo con differenti livelli di ombreggiamento (destra).	99
Figura 3.16-Curve I-V (complete di tratto di caratteristica a polarizzazione negativa) al variare della superficie ombreggiata (s_z).	101
Figura 3.17-Rapporto fra $I_{leakage}$ e I_{ph} in funzione della tensione della cella	102

Figura 3.18-Equazione di Kirchoff delle correnti per la parte ombreggiata della cella e la parte illuminata della cella.	103
Figura 3.19-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 25%.	104
Figura 3.20-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 50%.	105
Figura 3.21-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 75%.	105
Figura 3.22-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 100%.	106
Figura 4.1-Moduli installati al SolarTech Lab	108
Figura 4.2-Piantina del SolarTech Lab	109
Figura 4.3-Strumentazione per il rilievo delle curve caratteristiche dei moduli presente nel SolarTech Lab	110
Figura 4.4-Schema di principio strumento A	112
Figura 4.5-Schema di principio strumento B	113
Figura 4.6 -Curve caratteristiche dei moduli Si-poly riferiti a 1000 W/m ² . A sinistra curva IV a destra curva PV. In rosso la curva media.	115
Figura 4.7-Curve caratteristiche dei moduli Si-mono riferiti a 1000 W/m ² . A sinistra curva IV a destra curva PV. In rosso la curva media.	116
Figura 4.8-Diagramma di processo per le prove sperimentali	118
Figura 4.9-Modalità di ombreggiamento della singola cella	120
Figura 4.10-Curve moduli Si-poly riferite a 1000 W/m ² . A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale della cella da destra verso sinistra.	121
Figura 4.11-Curve moduli Si-poly riferite a 1000 W/m ² . A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale del basso verso l'alto.	121
Figura 4.12-Curve moduli Si-mono riferite a 1000 W/m ² . A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale della cella da destra verso sinistra.	123
Figura 4.13-Curve moduli Si-mono riferite a 1000 W/m ² . A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale del basso verso l'alto.	123
Figura 4.14-Modalità di ombreggiamento per tutta la lunghezza del modulo.	125
Figura 4.15-Modalità di ombreggiamento orizzontale dei moduli.	126
Figura 4.16-Modalità di ombreggiamento in obliquo dei moduli.	126

Figura 4.17-Curve caratteristiche di moduli Si-poly. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento verticale da destra verso sinistra.	127
Figura 4.18-Curve caratteristiche di moduli Si-poly. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento orizzontale dal basso verso l'alto.	127
Figura 4.19-Curve caratteristiche di moduli Si-poly. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento obliquo.	128
Figura 4.20-Curve caratteristiche di moduli Si-mono. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento verticale da destra verso sinistra.	129
Figura 4.21-Curve caratteristiche di moduli Si-mono. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento orizzontale dal basso verso l'alto.	129
Figura 4.22-Curve caratteristiche di moduli Si-mono. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento obliquo.	130

INDICE DELLE TABELLE

Tabella I-Parametri del modulo KC200GT a 25°C, AM 1.5, 1000W/m ²	34
Tabella II-Parametri del modello regolato del modulo KC200GT solar array alle condizioni stc	34
Tabella III-Coefficienti empirici per i vari moduli	61
Tabella IV-Caratteristiche metrologiche dell'analizzatore di rete	112
Tabella V-Punti significativi della curva caratteristica moduli Si-poly	116
Tabella VI-Punti significativi della curva caratteristica moduli Si-mono	117
Tabella VII-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-poly con ombreggiamento da destra a sinistra.	122
Tabella VIII-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-poly con ombreggiamento dal basso verso l'alto.	122
Tabella IX-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-mono con ombreggiamento da destra a sinistra.	124
Tabella X-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-mono con ombreggiamento dal basso verso l'alto.	124
Tabella XI-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per l'intero modulo Si-poly con ombreggiamenti in verticale,orizzontale e in obliquo.	128
Tabella XII-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per l'intero modulo Si-mono con ombreggiamenti in verticale,orizzontale e in obliquo	130

INTRODUZIONE

Il forte sviluppo del fotovoltaico in Italia negli ultimi anni ha portato un notevole interesse verso un sempre più accurato calcolo delle performance degli impianti. Tali performance sono infatti uno degli elementi fondamentali per il calcolo dei ritorni economici degli investimenti oltre che dal punto di vista strettamente tecnico-scientifico.

Tra i differenti tipi di perdite di un impianto fotovoltaico in grado di determinare le sue prestazioni sicuramente, quella associata agli ombreggiamenti che si verificano sui moduli, è una delle più complesse da analizzare.

Il presente lavoro si inserisce in tale ambito focalizzandosi sull'analisi gli effetti degli ombreggiamenti parziali sulle prestazioni dei moduli fotovoltaici sia dal punto di vista della sua modellizzazione sia dal punto di vista sperimentale.

In generale i modelli di calcolo utilizzati analizzano l'effetto dell'ombreggiamento, e in particolare quello parziale, come se questo sia di tipo lineare; in realtà l'effetto reale dell'ombreggiamento parziale non è lineare e dipende principalmente da come le celle sono collegate tra loro. Infatti la corrente di una serie di celle fotovoltaiche è limitata da quella che genera la minore corrente tra quelle appartenenti alla serie.

Dal punto di vista sperimentale in letteratura si trovano i risultati di diverse campagne di misura ma non si rileva invece la presenza di un'analisi sistematica e dettagliata del comportamento di un modulo ombreggiato in differenti modi.

Il presente lavoro si è quindi concentrato inizialmente sui diversi modelli elettrici atti a simulare il comportamento reale delle celle fotovoltaiche. In particolare si sono analizzati tutti i tipi di modelli teorici presenti in letteratura e, a partire da questi, è stato implementato un modello in matlab per modellizzare gli effetti del partial shading.

In seguito è stata svolta un'attività sperimentale presso il laboratorio di sistemi solari (SolarTech Lab) del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano analizzando le prestazioni in campo di moduli commerciali al silicio mono e poly cristallino soggetti ad ombreggiamento. I risultati di tale attività sperimentale è servito sia per mettere a punto sia per verificare il modello sviluppato precedentemente.

Il presente documento e' organizzato come segue:

Nel primo capitolo sono stati analizzati i modelli elettrici della cella fotovoltaica partendo da quello concettualmente piu' semplice e arrivando a quello piu' complesso: si e' iniziato con il modello della cella ideale, e si e' arrivati al modello a doppio diodo passando attraverso il modello a singolo esponenziale. Inoltre sono stati considerati il modello sviluppato dai laboratori Sandia e un modello in grado di ricavare i parametri elettrici direttamente dai datasheet forniti dal costruttore del modulo FV.

Il secondo capitolo e' stato dedicato all'analisi dei differenti parametri che costituiscono il modello circuitale della cella fotovoltaica, per poter meglio chiarire il significato fisico degli stessi.

Nel terzo capitolo sono stati analizzati i meccanismi alla base del problema del partial shading e si e' proposto un modello teorico in grado di analizzare gli effetti di tale fenomeno.

Il quarto ed ultimo capitolo e' dedicato all'analisi dei risultati dei rilievi sperimentali effettuati in laboratorio, al fine di verificare il reale comportamento in campo dei moduli, confrontandolo anche con i risultati ottenuti dal modello teorico.

1 MODELLO CIRCUITALE DELLA CELLA FOTVOLTAICA

1.1 INTRODUZIONE AI MODELLI DI UNA CELLA FOTVOLTAICA

Una cella fotovoltaica è un diodo a semiconduttore con opportune caratteristiche geometriche, polarizzato direttamente da una tensione (foto-tensione) dovuta ai fotoni incidenti su di essa che generano paia di elettroni-lacune[1].

Il comportamento elettrico di una cella può essere rappresentato con un circuito elettrico equivalente come in Figura 1.1.

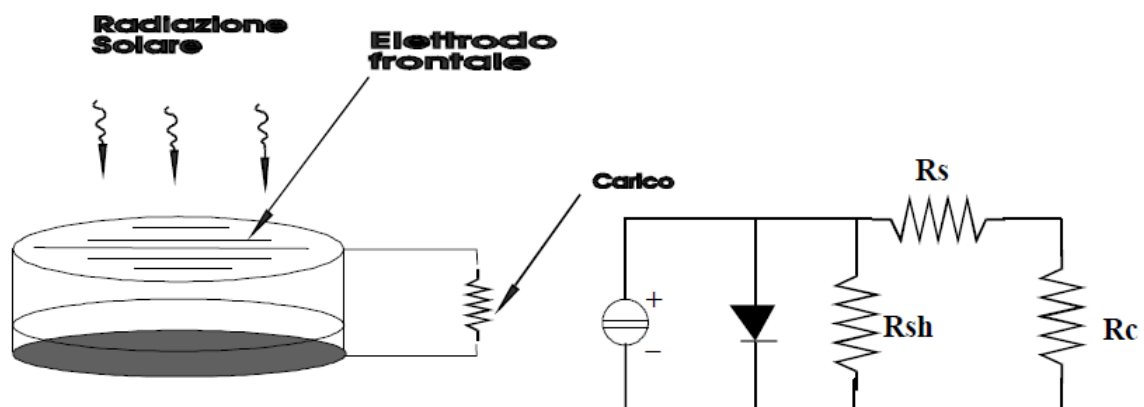


Figura 1.1-Circuito equivalente cella FV

I : generatore ideale di corrente che rappresenta la corrente che si avrebbe dalla cella (per effetto fotovoltaico) se non ci fossero le perdite interne; essa è proporzionale alla superficie della cella esposta alle radiazioni solari.

D : il diodo che sta a rappresentare l'effetto rettificante della cella, essendo formata da una giunzione P-N.

R_{sh} : resistenza in parallelo o di "shunt", essa rappresenta quelle perdite dovute a tutte le correnti di dispersione (leakage) che si hanno all'interno della cella.

R_s : resistenza in serie, che rappresenta l'insieme delle resistenze dovute sia al materiale proprio della cella che alla resistenza di contatto catodo-semiconduttore.

R_c : resistenza del carico, rappresenta un generico utente collegato alla cella

È da notare però che esistono casi in cui l'uso del circuito equivalente sopra indicato, per la rappresentazione delle celle fotovoltaiche, non è corretto. L'equazione caratteristica di una cella fotovoltaica è data da :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{Eq. 1})$$

I due termini I_{ph} e I_d rappresentano rispettivamente : la corrente generata per effetto della luce e la corrente che riesce ad attraversare la giunzione della cella.

Senza entrare nel dettaglio, qui riportiamo il risultato finale della deduzione che è dato da :

$$I = I_{ph} - I_o \left[e^{\left(\frac{q(V+R_s I)}{A k b T} \right)} - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 2})$$

dove

- I_o (A) : corrente di saturazione inversa del diodo; è una costante che dipende dalle caratteristiche dei due semi-conduttori che formano la giunzione e dalla temperatura.
- T (K°) : la temperatura assoluta
- I_{ph} (A) : foto-corrente dovuta alle radiazioni luminosa
- q (C) : carica dell'elettrone
- R_s (W): resistenza in serie
- R_{sh} (W): resistenza in parallelo o di shunt
- K_b (J/K°) : costante di Boltzman dei gas
- A : fattore ideale
- V (V) : tensione della cella

Le celle in condizioni di oscuramento non sono degli elementi attivi, quindi si comportano come normali diodi a giunzione. L'equazione che governa il loro comportamento, in questo caso, è data dall'equazione seguente :

$$I_d = I_o \left[e^{\left(\frac{q(V+R_s I)}{A k b T} \right)} - 1 \right] \quad (\text{Eq. 3})$$

Bisogna notare, come l'equazione equazione 1.2 è quella di un normale diodo. Anche se una cella oscurata dal punto di vista elettrico può essere scambiata per un diodo, non è consigliabile farla lavorare in tal modo.

Esistono diversi modelli con cui si rappresenta una cella fotovoltaica; quello illustrato precedentemente è uno tra i modelli più utilizzati.

Questo circuito equivalente (figura 1.2) prevede l'impiego di cinque parametri[2]: la fotocorrente I_{ph} , la corrente di saturazione inversa del diodo I_0 , la resistenza serie R_s , la resistenza di shunt R_{sh} e il coefficiente a ($a=AkT$ con A fattore idealità del diodo, k costante di Boltzmann e T temperatura della cella). Fissando temperatura e radiazione solare la caratteristica corrente-tensione di questo modello è data da:

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \{ \exp[(V + IR_s)/a] - 1 \} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 4})$$

La potenza è data da :

$$P = IV \quad (\text{Eq. 5})$$

Tutti e cinque i parametri possono essere in funzione della temperatura di cella.

La caratteristica corrente-tensione (I-V) di un modulo FV è rappresentato in Figura 1.2.

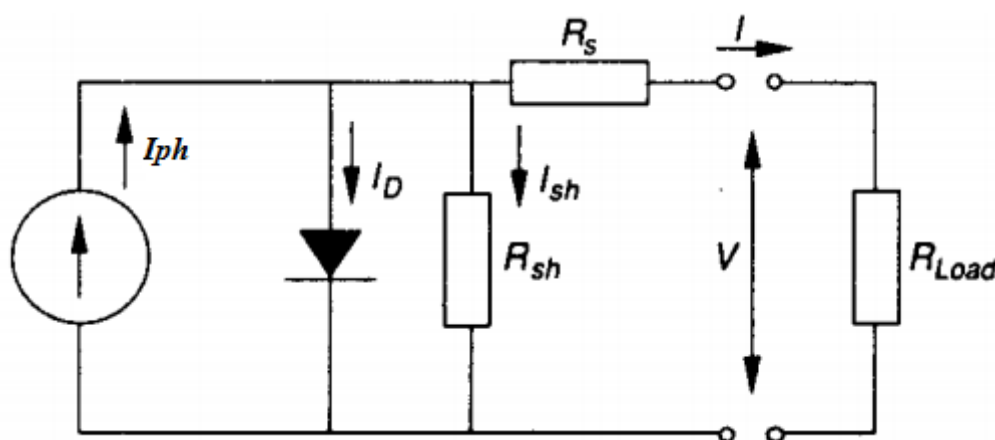


Figura 1.2-Circuito equivalente modello a 5 parametri

Il valore di corrente, che si legge in corrispondenza dell'asse delle correnti (di equazione $V=0$), è detto corrente di corto circuito I_{sc} .

Dualmente l'intersezione della caratteristica I-V con l'asse delle tensioni (di equazione $I=0$) è il valore della tensione di circuito aperto V_{oc} .

Nelle condizioni di circuito aperto, tutta la corrente generata I_{ph} passa attraverso il diodo e la resistenza di shunt ($I_{ph}(@V_{oc})=I_D+I_{sh}$), e quindi la corrente I all'ipotetico carico alimentato risulta essere nulla come si può anche notare dalla caratteristica I-V (Figura 1.3).

Per avere un'idea, una cella al silicio di 1 cm^2 con un livello di radiazione solare di 1000 W/m^2 , ha una V_{oc} di circa 0.6 V e una I_{sc} di più o meno dai 20 ai 30 mA .

Nella Figura 1.3 è mostrato anche l'andamento della potenza generata dalla cella in funzione della tensione V .

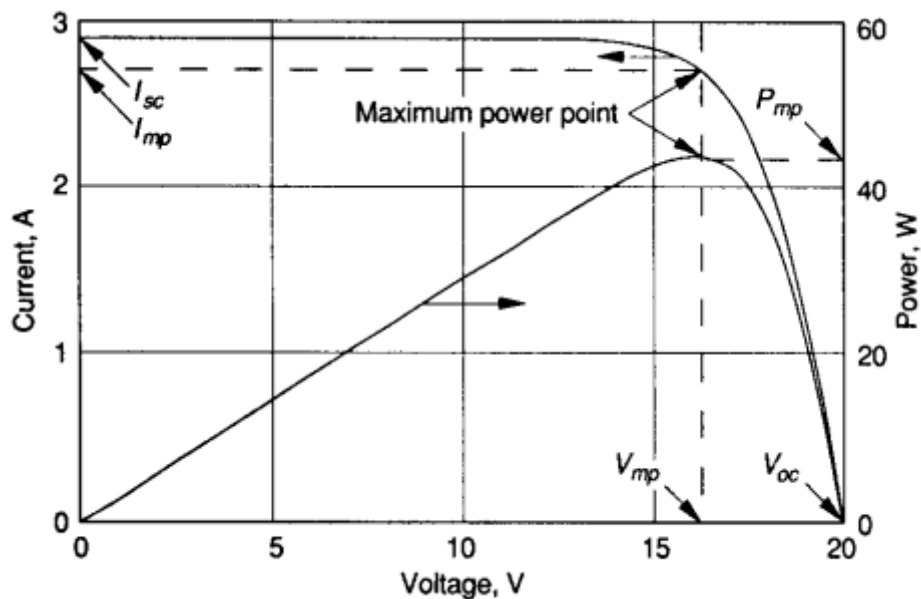


Figura 1.3-Potenza (P) in funzione della tensione (V)

Il punto di massima potenza P_{mpp} (maximum power point) è ottenuto con il rettangolo più grande sotto la curva I-V della cella.

Nel punto di massima potenza si hanno dei valori di corrente e tensione rispettivamente I_{mp} e V_{mp} . Idealmente la cella opererà sempre al punto di mpp, ma dal punto di vista pratico funzionerà nel punto in cui la sua caratteristica I-V interseca la caratteristica del carico alimentato.

Le curve I-V sono mostrate in Figura 1.4 per un modulo funzionante a temperatura fissata e a differenti livelli di radiazione evidenziando anche i punti di massima potenza.

La corrente di corto circuito I_{sc} cresce linearmente con la radiazione solare, mentre la tensione di circuito aperto V_{oc} aumenta logaritmicamente.

Finchè il ginocchio della caratteristica I-V non intercetta l'asse delle correnti ($V=0$), la I_{sc} è quasi proporzionale alla radiazione incidente.¹

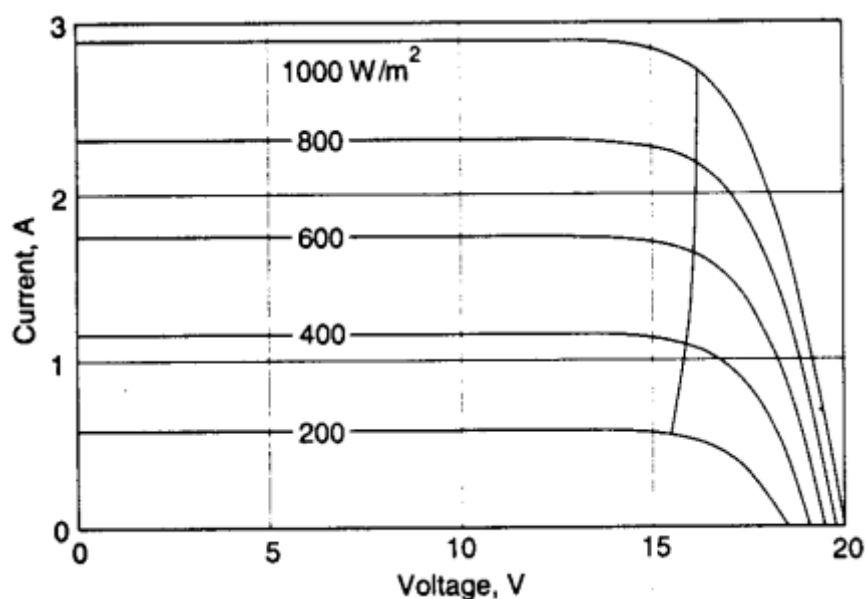


Figura 1.4-Curve I-V a temperatura fissa e irraggiamento variabile

Le celle di solito sono collegate a comporre un modulo. Più moduli costituiscono un array.

I singoli moduli possono avere celle collegate in serie o in parallelo in modo da ottenere la tensione desiderata.

Per moduli o celle identiche collegati in serie le tensioni si sommano e la corrente è la stessa per ogni dispositivo, mentre se collegamento parallelo si sommano le correnti.

I cinque parametri del modello sono stati ottenuti indirettamente usando misure della caratteristica corrente-tensione di un modulo in condizioni di riferimento.

Tradizionalmente, le misure della caratteristica I-V, sono effettuate alla radiazione solare di riferimento di 1000 W/m^2 e a temperatura ambiente di 25 C° .

Le misure di corrente e tensione in condizioni di riferimento o in altre condizioni note sono disponibili in condizioni di circuito aperto, corto circuito e massima potenza. Nonostante ciò non è possibile determinare tutti e cinque i parametri del modello se le misure sono fatte in queste tre coppie di valori di tensione e corrente.

¹ Così se la radiazione incidente ha una distribuzione spettrale fissata, la I_{sc} può essere usata come misura della radiazione incidente. È anche possibile imporre una polarizzazione inversa della cella, muovendosi nel quadrante di sinistra a tensioni negative, ed estendendo il range dei flussi di radiazione che possono essere misurati[3].

Tuttavia la resistenza di shunt della maggior parte delle celle moderne è molto grande e quindi l'ultimo termine dell'equazione (1) che descrive il modello può essere trascurato[4].

Se, a basse tensioni, la caratteristica I-V mostra una pronunciata pendenza negativa invece di un tratto quasi orizzontale allora è necessario considerare la resistenza di shunt.

L'approssimazione di quanto detto è riconducibili a un valore della resistenza di shunt tendente a infinito.

Con questa semplificazione rimangono quattro parametri del modello da determinare con i tre punti misurati sulla caratteristica (circuito aperto, massima potenza e corto circuito).

Adesso il problema è quello di trovare una relazione indipendente per avere in totale quattro equazioni e poter determinare il valore dei parametri.

In condizioni di corto circuito, la corrente di diodo è molto piccola e si può assumere che la foto corrente I_{ph} sia uguale alla corrente di corto circuito:

$$I_{ph} = I_{sc} \quad (\text{Eq. 6})$$

Invece, in condizioni di circuito aperto, la corrente è nulla (equazione 1) e I_1 è molto piccolo nei confronti del termine esponenziale quindi si può scrivere che:

$$I_0 = I_{ph} * e^{(-V_{oc}/a)} \quad (\text{Eq. 7})$$

Le coppie di I-V misurate nelle condizioni di massima potenza possono essere sostituite nella eq.1 del modello con I_0 ottenuta dalla precedente equazione e I_{ph} in condizioni di corto circuito ad ottenere sempre trascurando I_1 :

$$R_s = \frac{a \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{ph}}\right) - V_{mp} + V_{oc}}{I_{mp}} \quad (\text{Eq. 8})$$

L'equazione sovraesposta non solo mette in relazione R_s con a , ma limita anche i loro valori massimi. Se entrambi R_s ed a sono positivi, come ci aspettiamo dal modello, il massimo valore di R_s si ha quando a arriva a zero e il massimo di a lo otteniamo quando R_s arriva ad assumere valori intorno allo zero.

Per poter determinare i valori per questi due parametri abbiamo bisogno di un'altra condizione indipendente.

I costruttori normalmente non forniscono misure di corrente-tensione addizionali.

Un'alternativa è quello di usare la condizione di massima potenza dove la derivata della potenza rispetto alla tensione è zero.

A volte le equazioni risultanti producono risultati che assegnano alla R_s valori negativi: il problema si trova nel circuito semplificato di Figura 1.2.

Esso non può riprodurre fedelmente tutti i fenomeni complicati che accadono quando i fotoni vanno ad interagire con un semiconduttore.

Nonostante questo problema il modello è adeguato per il design dei sistemi e può essere esteso approssimativamente per osservare la dipendenza dalla temperatura.

La quarta equazione arriva da considerazioni sulla temperatura.

La Figura 1.5 mostra l'effetto della temperatura sulla caratteristica I-V di un modulo; a livelli di radiazione fissati, un aumento della temperatura porta a diminuire la tensione di circuito aperto e leggermente ad aumentare la corrente di corto circuito.

Perché il modello riproduca questi comportamenti, è necessario conoscere come i parametri I_0, I_{ph} e a variano con la temperatura.

La resistenza serie R_s è assunta indipendente dalla temperatura in questo modello.

Si è dimostrato [5] che le seguenti equazioni sono delle buone approssimazioni per molti moduli fotovoltaici:

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (\text{Eq. 9})$$

$$I_{ph} = \frac{GT}{GT_{ref}} [I_{ph,ref} + \mu I_{sc}(T_c - T_{c,ref})] \quad (\text{Eq. 10})$$

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \exp\left[\frac{\epsilon N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c}\right)\right] \quad (\text{Eq. 11})$$

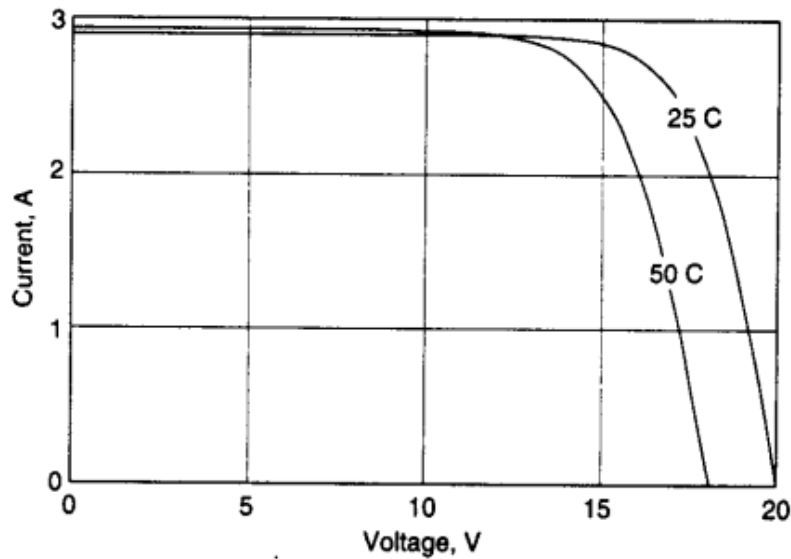


Figura 1.5-Caratteristica I-V di un modulo PV a temperatura di 25 e 50 gradi centigradi

Dove ϵ è l'energy gap del materiale, 1,12 eV per il silicio e 1,35 per arseniuro di gallio, e N_s è il numero di celle in serie.

Tutte le grandezze con il pedice ref derivano da misurazioni fatte in condizioni di riferimento.

Il coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito μI_{sc} è ottenuto da misure in condizioni di radiazione di riferimento dalla formula:

$$\mu I_{sc} = \frac{dI_{sc}}{dT} \cong \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (\text{Eq. 12})$$

Dove T_2 e T_1 sono le temperature centrate intorno alla temperatura di riferimento.

Similmente, il coefficiente di temperatura per la tensione di circuito aperto può essere ottenuto da:

$$\mu V_{oc} = \frac{dV_{oc}}{dT} \cong \frac{V_{oc}(T_2) - V_{oc}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (\text{Eq. 13})$$

Adesso è possibile ottenere la quarta equazione del modello. Se i coefficienti di temperatura della corrente di corto circuito e della tensione di circuito aperto sono noti[5] si è dimostrato che può essere trovata un'addizionale equazione ricavata eguagliando i valori sperimentali di μV_{oc} con valori determinati dall'espressione analitica per la derivata dV_{oc}/dT .

Differenziando V_{oc} nell'espressione 7 rispetto a T e usando le equazioni 3, 5 e la definizione di μI_{sc} , può essere dimostrato che:

$$a_{ref} = \frac{\mu_{Voc} T_{c,ref} - V_{oc,ref} + \varepsilon N s}{\frac{\mu_{Isc} T_{c,ref}}{I_{ph,ref}} - 3} \quad (\text{Eq. 14})$$

Se il valore di a_{ref} determinato dall'equazione 8 è più grande di zero ma minore del massimo valore ottenuto dall'equazione 2 (con $R_s=0$) il modello I-V della cella è completo.

1.2 MODELLO CELLA FV IDEALE

Le celle solari sono semiconduttori con una giunzione di tipo p-n fabbricate in un wafer sottile, oppure in dei piani, in semiconduttore.

Quando la cella è esposta alla luce una fotocorrente (I_{ph} , proporzionale al livello di della radiazione solare) è generata se l'energia dei fotoni è più grande dell'energy gap proprio del materiale di cui la cella è costituita.

In condizioni di buio, la caratteristica I-V della cella fotovoltaica ha un andamento esponenziale molto simile a quella di un diodo.

Per poter massimizzare la potenza in uscita da un impianto fotovoltaico con l'aiuto degli algoritmi di MPPT implementati negli inverter, è necessario capire come la cella fotovoltaica è modellizzata.

Il circuito equivalente della cella ideale è costituito da un generatore di corrente I_{ph} in parallelo ad un diodo[6].

Questa configurazione è mostrata in Figura 1.6.

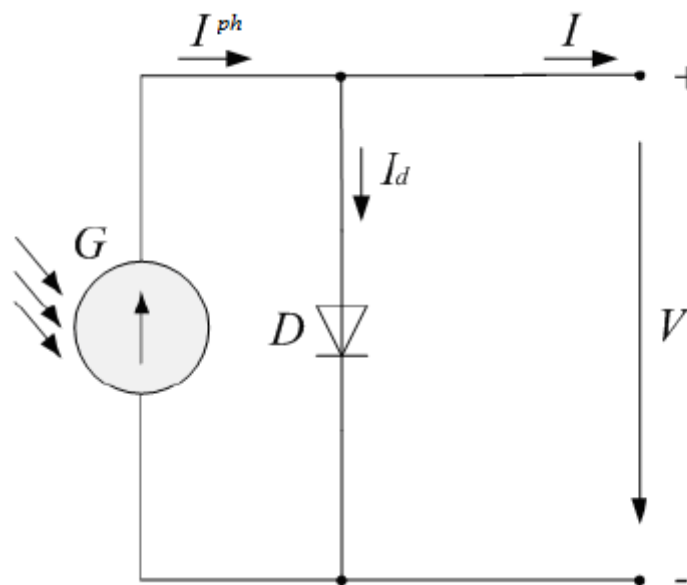


Figura 1.6-Modello cella FV ideale a singolo diodo

In Figura 1.6 , G è la radiazione solare, I_{ph} è la foto corrente generata, I_d è la corrente di diodo, I 'a corrente di output e V è la tensione ai terminali della cella.

La caratteristica I-V di una cella fotovoltaica ideale con questo tipo di modello è data da:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) \quad (\text{Eq. 15})$$

Dove I_0 è la corrente di saturazione inversa del diodo, q è la carica dell'elettrone, m è il fattore di idealità del diodo, k è la costante di Boltzmann e T è la temperatura di cella.

Una cella fotovoltaica può almeno essere caratterizzata dalla corrente di corto circuito I_{sc} , dalla tensione di circuito aperto V_{oc} e dal fattore di idealità del diodo m .

Per lo stesso livello di radiazione solare e per fissata temperatura della giunzione p-n, la corrente di corto circuito è il più grande valore che può essere generato dal dispositivo cella fotovoltaica.

La corrente di corto circuito I_{sc} è dato da:

$$I_{sc} = I = I_{ph} \quad (\text{Eq. 16})$$

per $V = 0$.

Mentre per fissati livelli di radiazioni e fissate temperature della giunzione p-n, la tensione di circuito aperto V_{oc} è la più grande tensione che la cella può raggiungere ai suoi morsetti. Questa V_{oc} è data da:

$$V = V_{oc} = \frac{mkT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{sc}}{I_0} \right) \text{ per } I = 0 \quad (\text{Eq. 17})$$

La potenza in uscita dalla cella è data semplicemente da:

$$P = V \left[I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) \right] \quad (\text{Eq. 18})$$

1.3 MODELLO CIRCUITALE CON RESISTENZA SERIE R_s

Introducendo il parametro R_s al modello ideale della cella si ottiene un livello maggiore di accuratezza del modello.

La nuova configurazione del dispositivo fotovoltaico è mostrata in Figura 1.7:

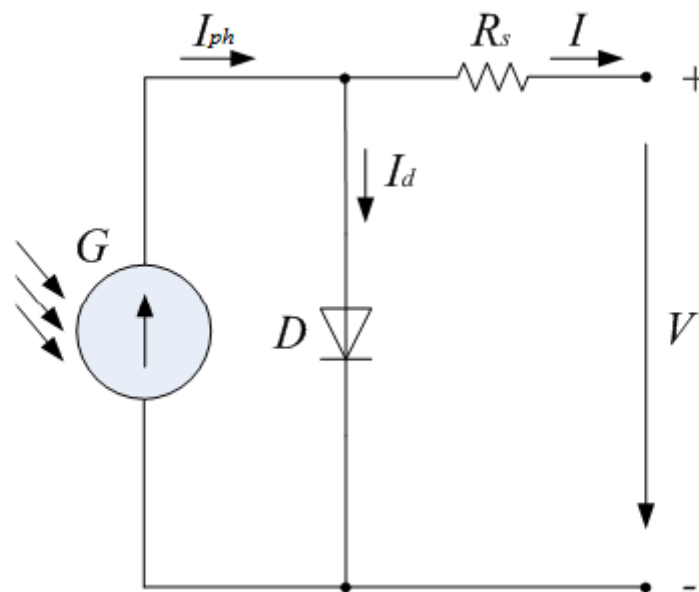


Figura 1.7-Modello cella FV a singolo diodo con resistenza serie

La caratteristica della cella con la configurazione a diodo singolo con resistenza serie è data da:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{mkT}} - 1 \right] \quad (\text{Eq. 19})$$

Per pari livelli di irraggiamento e temperatura della giunzione p-n, l'inclusione del termine resistenza serie nel modello implica l'uso di una ricorrente equazione per poter determinare la corrente di output in funzione della tensione.

Inizialmente è stata provata una semplice tecnica iterativa convergente solo per valori positivi di corrente, ma si è visto che il metodo di Newton-Raphson converge molto più rapidamente e anche per valori negativi di corrente.

La corrente di corto circuito I_{sc} è data da:

$$I_{sc} = I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(R_s I_{sc})}{mkT}} - 1 \right] \quad (\text{Eq. 20})$$

Normalmente la resistenza serie è piccola e trascurabile calcolando l'equazione 20.

Quindi è usata l'equazione 16 come buona approssimazione dell'espressione 20.

La tensione di circuito aperto V_{oc} è ricavata da:

$$V = V_{oc} = \frac{mkT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{sc}}{I_0} \right) \text{ per } I = 0 \quad (\text{Eq. 21})$$

Mentre la potenza in uscita può essere calcolata mediante:

$$P = V \left[I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{mkT}} - 1 \right) \right] \quad (\text{Eq. 22})$$

La corrente di saturazione del diodo alla temperatura operativa della cella è invece data da:

$$I_0 = I_0^* \left(\frac{T_c}{T^*} \right)^3 e^{\frac{\epsilon q}{mk} \left(\frac{1}{T^*} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (\text{Eq. 23})$$

Dove I_0^* è la corrente di saturazione del diodo in condizioni di riferimento, T_c è la temperatura della giunzione p-n della cella sempre in condizioni di riferimento, mentre ϵ è il bandgap energy.

1.4 MODELLO A SINGOLO DIODO

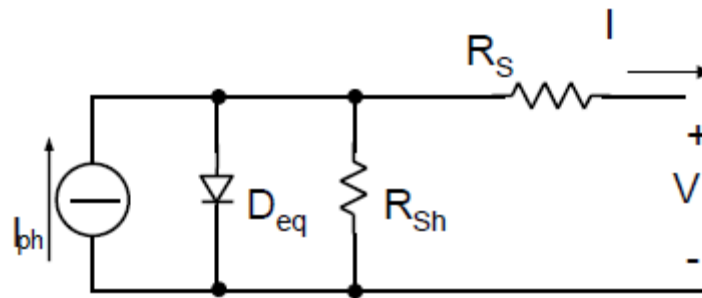


Figura 1.8-Circuito equivalente cella FV modello singolo diodo a 5 parametri

Nei casi pratici gli array sono composti da più celle connesse in serie e, se osserviamo la caratteristica I-V ai terminali dell'array, è richiesta la presenza di un termine in più rispetto a all'equazione caratteristica del modello di una cella ideale [7].

Si ha:

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V+R_s I)}{N_s k T a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 24})$$

Dove I_{ph} e I_o sono rispettivamente la corrente fotovoltaica e di saturazione del diodo, N_s è il numero di celle in serie. Celle connesse in parallelo aumentano la corrente mentre celle collegate in parallelo incrementano la tensione.

Se l'array è composto da N_p dispositivi in parallelo la corrente fotovoltaica I_{ph} e la corrente di saturazione del diodo I_o vanno entrambe moltiplicate per N_p , in rispetto di quanto affermato sopra.

R_s è la resistenza equivalente serie dell'array e R_{sh} è la resistenza dei percorsi di shunt.

Equazione 24 origina la curva I-V di Figura 1.9, dove sono stati evidenziati tre punti in particolare: corto circuito ($0, I_{sc}$), MPP (V_{mp}, I_{mp}) e circuito aperto ($V_{oc}, 0$).

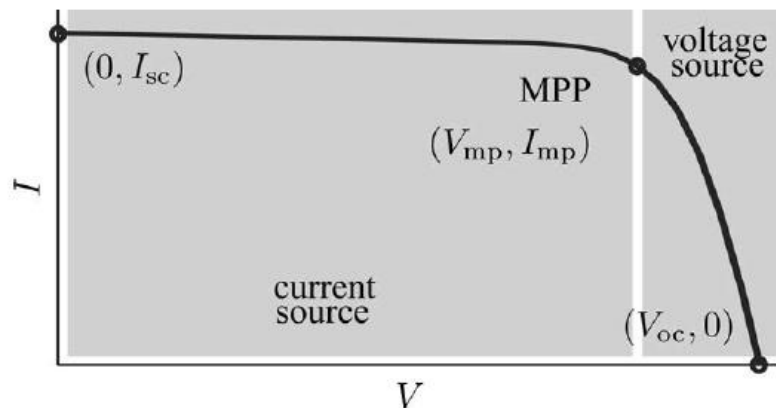


Figura 1.9-Caratteristica I-V con in evidenza i tre punti "fondamentali":Corto circuito $(0,I_{sc})$, Maximum Power Point (V_{mp},I_{mp}) , circuito aperto $(V_{oc},0)$

L'espressione 24 descrive il modello a singolo diodo.

Questo modello offre un buon compromesso fra semplicità ed accuratezza ed è stato usato in letteratura da molti altri autori in lavori precedenti spesso con semplificazioni ma sempre impiegando la struttura base composta da un generatore di corrente I_{ph} in parallelo a un diodo.

La semplicità di questo modello e miglioramenti dei parametri che vedremo successivamente lo rendono parecchio sfruttabile da chi si occupa del design dei sistemi di potenza che stanno cercando un semplice ma effettivo modello per le simulazioni dei dispositivi fotovoltaici con i convertitori di potenza.

I costruttori di moduli, invece della caratteristica I-V, forniscono solamente qualche dato sperimentale che riguarda le caratteristiche elettriche e termiche.

Sfortunatamente, alcuni dei parametri richiesti per completare il modello, non figurano nei datasheets dei costruttori: ad esempio la corrente fotovoltaica generata (I_{ph}), la resistenza serie e di shunt (R_s e R_{sh}), il fattore di idealità del diodo (a), la corrente di saturazione inversa del diodo (I_0) e l'energy gap del materiale semiconduttore di cui è costituito il dispositivo.

Tutti i datasheets di moduli fotovoltaici riportano le seguenti informazioni basilari: la tensione di circuito aperto V_{oc} , la corrente di corto circuito nominale I_{sc} , la tensione e la corrente in corrispondenza del punto di massima potenza (V_{mp}, I_{mp}) , il coefficiente di variazione $V_{oc}/$ temperatura chiamato K_v , quello di duale di $I_{sc}/$ temperatura K_i e la potenza di picco nel punto MPP che è P_{max} .

Queste informazioni sono sempre fornite con riferimento alle standard test conditions (STC) le quali prevedono una temperatura $T=25^\circ\text{C}$ e irraggiamento di $G=1000\text{ W/m}^2$.

Alcuni produttori forniscono, oltre i dati sopracitati, anche le curve I-V in funzione dei vari livelli di irraggiamento: questi grafici aiutano la convalida e l'adeguamento della relazione matematica scelta per il modello.

Queste sono tutte le informazioni che vengono riportate sui datasheets dei costruttori.

I generatori elettrici sono classificati come sorgenti di tensione o corrente: il dispositivo fotovoltaico presenta un comportamento ibrido, cioè può essere un generatore di tensione o corrente in funzione del punto di funzionamento in cui la cella si trova a lavorare, come mostrato in Figura 1.9.

Il dispositivo/cella fotovoltaica ha una resistenza serie R_s la cui influenza è forte quando il generatore opera come sorgente di tensione, mentre la resistenza di shunt R_{sh} va ad incidere quando la cella opera come generatore di corrente.

La resistenza R_s è la somma delle strutture resistive del dispositivo cella, essa dipende dalla resistenza di contatto della base di metallo con lo strato p del semiconduttore, dalla resistenza del corpo p-n, dalla resistenza di contatto dello strato n con l'estremità della griglia metallica e dalla resistenza della maglia metallica.

La resistenza R_{sh} è dovuta principalmente alle correnti di leakage della giunzione p-n e ai metodi di fabbricazione della cella.

Il valore di tale resistenza è generalmente molto alto cosicché, alcuni autori [8][9][10][11] preferiscono trascurarla dando origine ad un modello semplificato.

Anche il valore di R_s in alcuni casi può essere trascurato [13][12].

La caratteristica I-V mostrata in Figura 1.9 dipende da caratteristiche interne della cella (R_s e R_{sh}) e da alcuni fattori esterni come il livello di irraggiamento e la temperatura.

La quantità di luce incidente sulla superficie influenza direttamente la generazione di portatori di carica e, conseguentemente, la generazione di fotocorrente (I_{ph}).

Il valore di tale corrente, a livello della cella elementare, è molto difficoltoso da determinare.

I datasheets informano solo sulla corrente di corto circuito I_{sc} che è la massima corrente resa disponibile ai morsetti della cella: l'ipotesi $I_{sc} = I_{ph}$ è usata in fase di design del modello perché la resistenza serie risulta essere bassa e la resistenza di shunt molto alta.

La corrente fotogenerata I_{ph} di una cella dipende linearmente dall'irraggiamento ed è anche influenzata dalla temperatura, in accordo con la seguente equazione:

$$I_{ph} = (I_{ph, stc} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_{stc}} \quad (\text{Eq. 25})$$

Dove $I_{ph, stc}$ (in ampere) è la corrente generata in STC ($T=25^\circ\text{C}$ e 1000 W/m^2), $\Delta T = T - T_{stc}$ dove T è la temperatura ambiente in gradi kelvin, G è l'irraggiamento sulla superficie del dispositivo in W/m^2 e G_{stc} è irraggiamento in STC.

La corrente di saturazione del diodo I_0 e la sua dipendenza dalla temperatura è espressa dalla relazione:

$$I_0 = I_{0, stc} \left(\frac{T_{stc}}{T} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_{stc}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (\text{Eq. 26})$$

Dove E_g è l'energy gap proprio del materiale di cui è costituita la cella (per poly-Si $E_g=1.12\text{ eV}$ at 25°C) e la $I_{0, stc}$ la corrente di saturazione del diodo in condizioni STC data, a sua volta, da:

$$I_{0, stc} = \frac{I_{sc, stc}}{\exp(V_{oc, stc}/aV_{t, stc}) - 1} \quad (\text{Eq. 27})$$

Con $V_{t, stc}$ tensione delle N_s celle connesse in serie alla temperatura STC.

La corrente di saturazione I_0 delle celle che compongono il modulo dipendono dalla densità di corrente del semiconduttore (J_0 data in A/cm^2) e l'area effettiva delle celle. La densità di corrente J_0 dipende dalle caratteristiche intrinseche della cella fotovoltaica, la quale a sua volta dipende da alcuni parametri fisici come il coefficiente di diffusione degli elettroni nel semiconduttore, il tempo-vita dei portatori di carica minoritari etc[14]. Questo tipo di informazioni non sempre sono disponibili per moduli commerciali: nel nostro caso la $I_{0, stc}$ è ottenuta indirettamente mediante dati sperimentali attraverso la relazione 20, precisamente valutando l'equazione 24 in condizioni di circuito aperto ($V=V_{oc, stc}$, $I=0$) e $I_{ph}=I_{sc, stc}$.

La costante di idealità del diodo può essere scelta con arbitrarietà, anche se alcuni autori discutono su quale sia il modo più corretto per scegliere tale coefficiente ([9][15]).

Di solito $1 \leq a \leq 1.5$ e la scelta ricade su altri parametri del modello, ma alcuni valori da attribuire ad a sono determinati su base empirica ([16])

Siccome a esprime il grado di idealità del diodo ed è totalmente empirico, qualsiasi valore iniziale assegnato ad a può essere scelto per regolare il modello, successivamente il suo valore può essere modificato per migliorare il "fitting" del modello, se necessario.

Il valore che in definitiva attribuiremo ad a andrà ad influenzare la curvatura del grafico I-V.

1.4.1 Migliorando il modello:

Il modello fotovoltaico precedentemente descritto può essere migliorato se l'equazione 5 è rimpiazzata dalla seguente:

$$I_0 = \frac{I_{sc, stc} + K_I \Delta_T}{\exp[(V_{oc, stc} + K_V \Delta_T) / a V_T] - 1} \quad (\text{Eq. 28})$$

Questa modifica mira a far coincidere la tensione di circuito aperto del modello con i dati sperimentali per un ampio range di temperature.

L'equazione 28 è ottenuta dalle 20 includendo i coefficienti di tensione e corrente K_I e K_V .

La corrente di saturazione I_0 è fortemente dipendente dalla temperatura e l'equazione 28 propone un approccio differente per esprimere tale dipendenza: tramite i coefficienti K_I e K_V si ha l'effetto netto della temperatura che è lineare con la tensione di circuito aperto grazie ai K_I e K_V .

Questa relazione semplifica il modello e rimuove gli errori nelle vicinanze della V_{oc} , e conseguentemente, nelle altre regione della curva I-V.

La validità di questa modifica al modello è stata testata attraverso simulazioni al computer e mediante il confronto con dati sperimentali.

Un aspetto interessante della correzione introdotta con l'equazione 28 è che il coefficiente K_V compare nei datasheets del costruttore.

Il coefficiente K_V possiede informazioni importanti necessarie per raggiungere il miglior fitting per la curva I-V per diverse temperature.

1.4.2 Regolando il modello

Rimangono ancora incogniti due parametri nell'equazione 24 descrittiva del modello: R_s e R_{sh} .

Alcuni autori hanno proposto dei metodi matematici per calcolare queste due resistenze.

Sebbene sia molto utile avere delle formule matematiche per determinare questi due parametri, qualsiasi espressione per R_s e R_{sh} sarà dipendente da dati sperimentali.

Alcuni autori propongono una variazione di R_s con un processo iterativo incrementando R_s fino a quando la curva I-V visivamente coincide con i dati sperimentali e dopo viene modificata R_{sh} nello stesso modo.

Questa metodologia non sarebbe del tutto corretta perchè R_s e R_{sh} non possono essere regolate separatamente se vogliamo ottenere un buon modello.

Qui' viene indicato un metodo per regolare R_s e R_{sh} basato sul fatto che c'è solo una coppia di (R_s, R_{sh}) che garantisce che $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp} * I_{mp}$ ($P_{max,m}$: potenza massima dal modello, $P_{max,e}$: potenza massima dai dati sperimentali) al punto di massima potenza della curva.

Anche la curva P-V deve coincidere con i dati sperimentali.

La relazione fra R_s e R_{sh} può essere trovata da $P_{max,m} = P_{max,e}$ e risolvendo l'equazione per R_s , come mostrato qui' sotto:

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{q(V_{mp} + I_{mp} R_s)}{kT(aNs)} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_{sh}} \right\} = P_{max,e} \quad (\text{Eq. 29})$$

$$R_{sh} = V_{mp}(V_{mp} + I_{mp} * R_s) / \left\{ V_{mp} I_{ph} - V_{mp} I_o * \exp \left[\frac{q(V_{mp} + I_{mp} R_s)}{kT(aNs)} \right] + V_{mp} I_o - P_{max,e} \right\} (\text{Eq. 30})$$

L'equazione 30 significa che per ogni valore di R_s ci sarà un valore di R_{sh} che fa sì che la curva I-V matematica attraversi il punto sperimentale (V_{mp}, I_{mp}) .

1.4.3 Soluzione iterativa di R_s e R_{sh}

L'obiettivo è trovare i valori di R_s , e quindi R_{sh} , tali che il picco della curva P-V coincida con il picco di potenza dei dati sperimentali ($V_{mp,Imp}$).

Questo richiede alcune iterazioni finché $P_{max,m}=P_{max,e}$.

Nel processo iterativo, R_s va lentamente incrementato partendo da $R_s=0$.

Vengono ricavati alcuni valori di R_s e R_{sh} per regolare la curva P-V da far "matchare" con i dati sperimentali.

La Figura 1.10 e la Figura 1.11 illustrano come lavora il metodo.

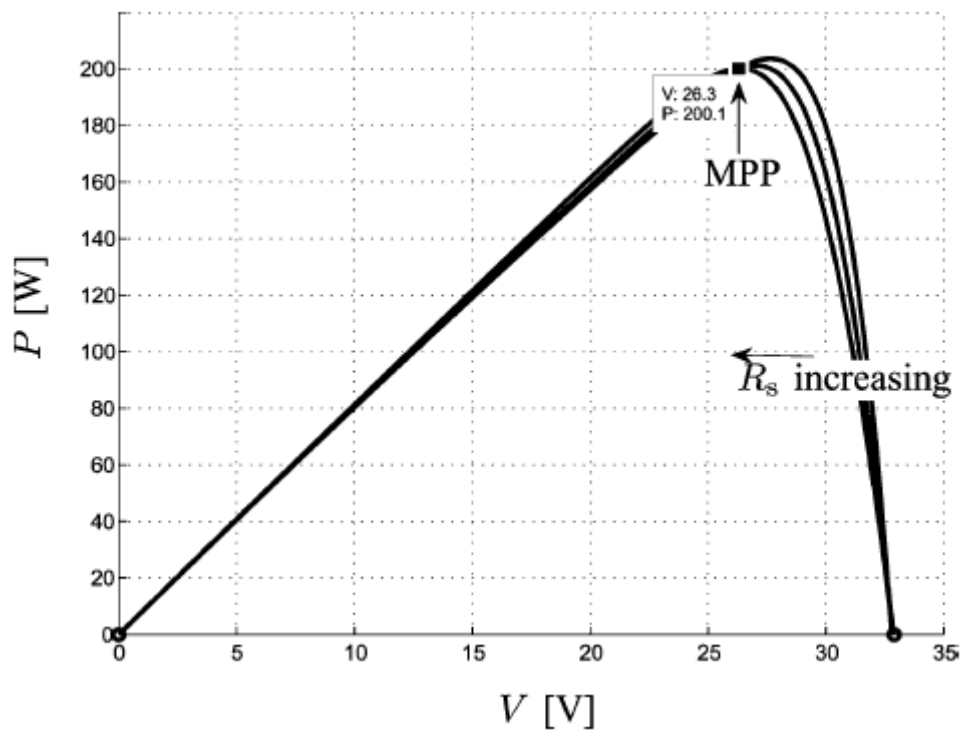


Figura 1.10-Curva P-V per differenti valori di R_s e R_{sh}

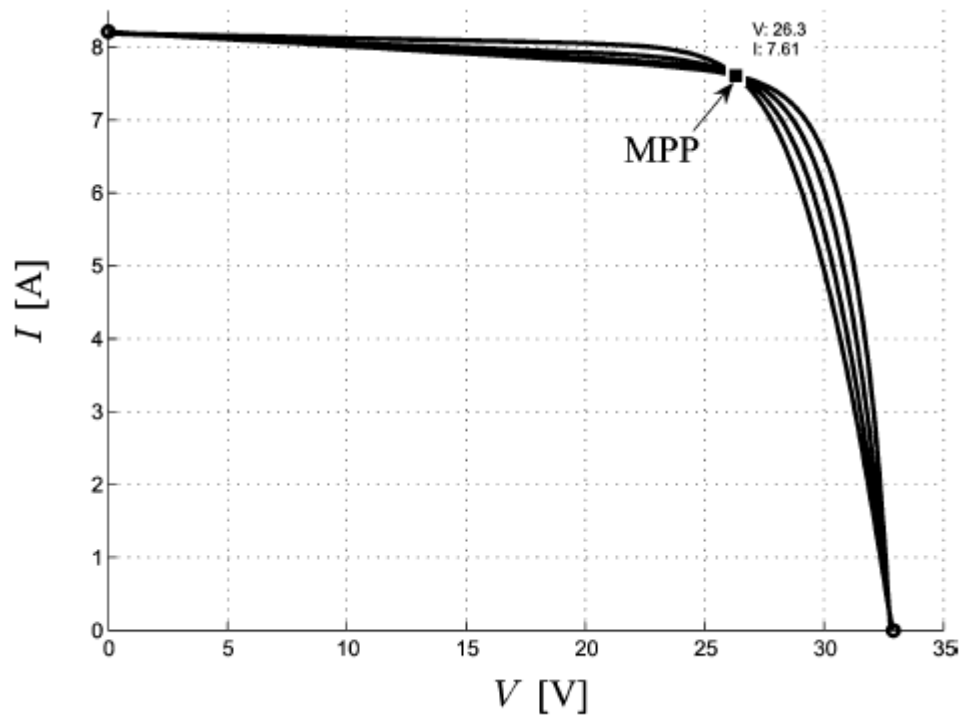


Figura 1.11-Curve I-V per differenti valori di R_s e R_{sh}

In Figura 1.10, all'aumentare di R_s , la curva P-V si muove verso sinistra e il picco di potenza ($P_{max,m}$) va verso il punto MPP sperimentale.

Per ogni curva P-V di Figura 1.10 vi è una curva I-V corrispondente in Figura 1.11.

Come ci aspettavamo dalla relazione 30, ogni curva I-V attraversa il punto MPP sperimentale (V_{mp}, I_{mp}).

Per avere la curva I-V è necessario risolvere l'equazione 24: tale relazione non ha una soluzione diretta perchè $I = f(V, I)$ e $V = f(V, I)$; l'equazione del modello è trascendente e deve essere risolta con metodi numerici.

I punti I-V vengono ottenuti risolvendo numericamente $g(V, I) = I - f(V, I) = 0$ per un set di valori di V e ottenendo un corrispondente set di valori di I.

Facilmente si ottengono i punti P-V.

C'è un solo punto corrispondente a un singolo valore di R_s che soddisfa la condizione imposta $P_{max,m} = V_{mp} \cdot I_{mp}$.

1.4.4 Migliorare ulteriormente il modello

Il modello sviluppato nella sezione precedente può essere raffinato sfruttando la soluzione iterativa per R_s e R_{sh} .

Ciascuna iterazione aggiorna R_s e R_{sh} verso la miglior soluzione del modello, quindi l'equazione 31 viene introdotta nel modello:

$$I_{pv, stc} = \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} * I_{sc, stc} \quad (\text{Eq. 31})$$

Questa relazione usa le resistenze R_s e R_{sh} per determinare $I_{ph} \neq I_{sc}$.

I valori di r_s e R_{sh} sono inizialmente sconosciuti, ma dato che la soluzione dell'algoritmo è raffinata con le varie iterazioni, i valori di R_s e R_{sh} tenderanno alla soluzione migliore e (31) determina l'effettivo valore della I_{ph} tenendo conto della resistenze R_s e R_{sh} dell'array.

Sono necessarie ipotesi iniziali prima di iniziare il processo iterativo: il valore di partenza di R_s deve essere zero, quello di R_{sh} è dato da:

$$R_{sh, min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc, stc} - I_{mp}} - \frac{V_{oc, stc} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{Eq. 32})$$

L'equazione 32 determina il valore minimo di R_{sh} che è la pendenza del segmento fra il punto di corto circuito e quello a potenza massima.

Sebbene R_{sh} è ancora sconosciuta sicuramente sarà ancora sconosciuta, essa sarà sicuramente più grande di $R_{sh, min}$ e questa è una buona ipotesi di partenza.

Qui sotto il diagramma di flusso dell'algoritmo iterativo:

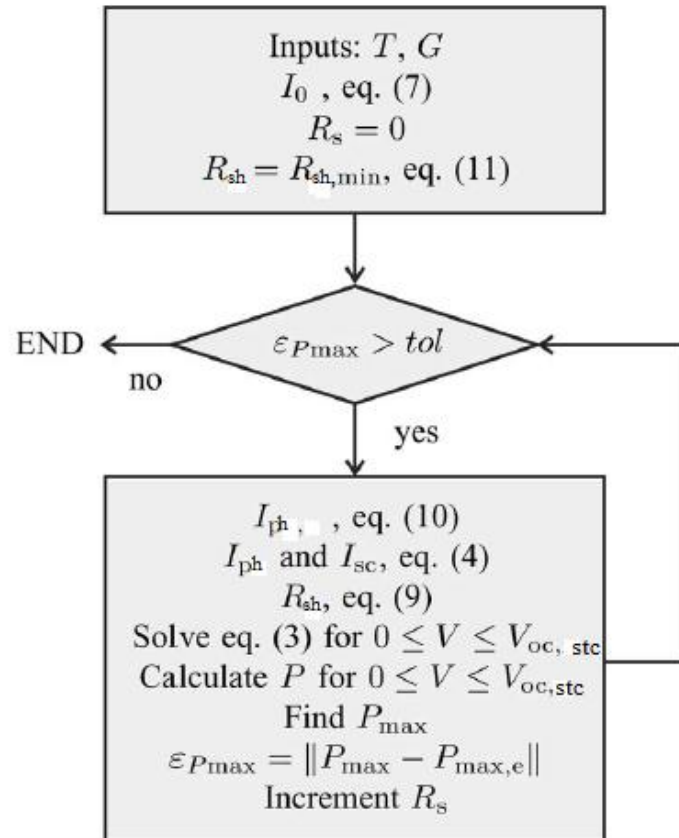


Figura 1.12-Algorithmo usato per regolare il modello

1.4.5 Validazione il modello

Come mostrano le tabelle I e II e la Figura 1.13 e la Figura 1.14, il modello sviluppato e i dati sperimentali coincidono esattamente ai punti di corto circuito, circuito aperto e massima potenza.

Tabella I-Parametri del modulo KC200GT a 25C, AM 1.5, 1000W/m2

I _{mp}	7.61 A
V _{mp}	26.3V
P _{max,m}	200.143W
I _{sc}	8.21A
V _{oc}	32.9V
K _v	-0.1230V/K
K _I	0.0032A/K
N _s	54

Tabella II-Parametri del modello regolato del modulo KC200GT solar array alle condizioni stc

I _{mp}	7.61°
V _{mp}	26.3V
P _{max,m}	200.143W
I _{sc}	8.21°
V _{oc}	32.9V
I _{o,stc}	$9.825 \cdot 10^{-8}$
I _{ph}	8.214A
a	1.3
R _{sh}	415.405Ω
R _s	0.221Ω

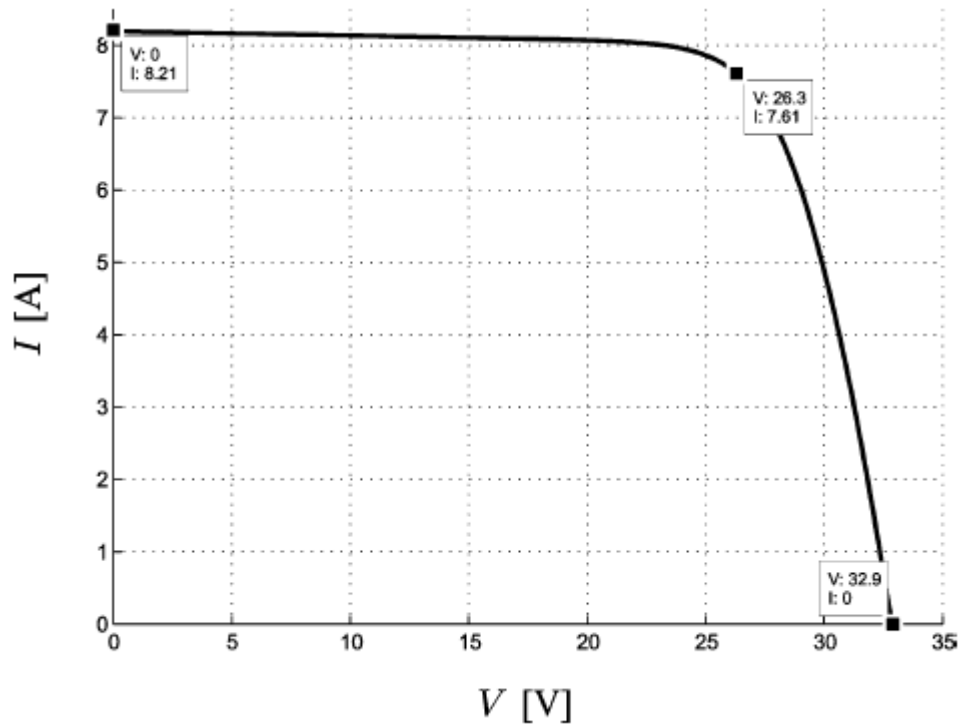


Figura 1.13-Curva I-V del modello regolato

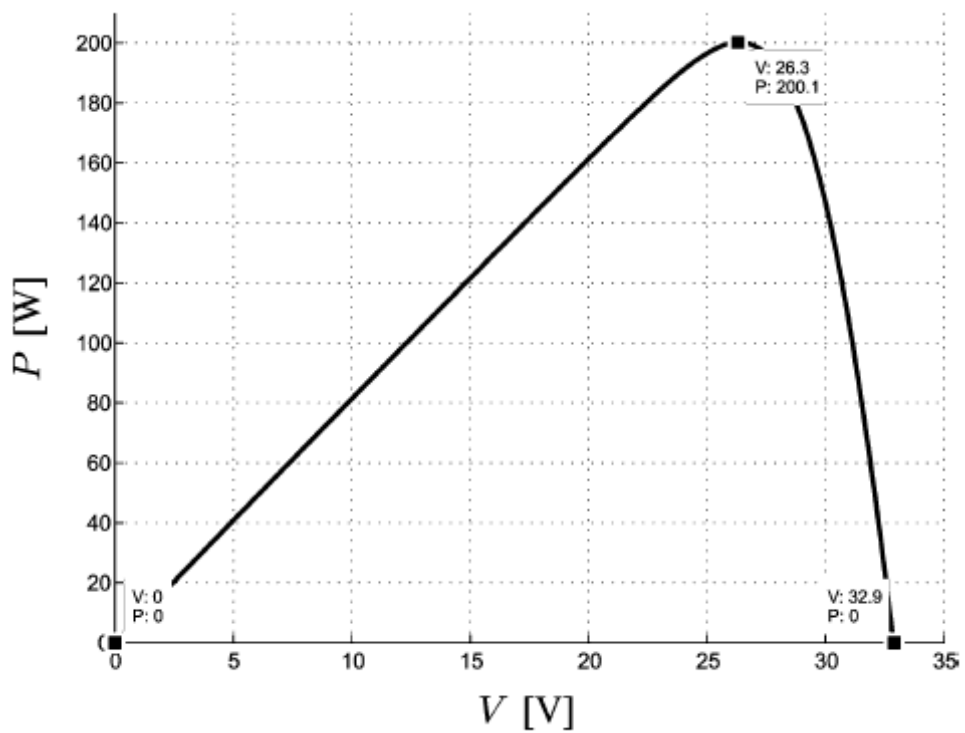


Figura 1.14-Curva P-V del modello regolato

L'obiettivo di regolare la curva I-V dal punto di vista matematico ai tre punti chiave (corto circuito, circuito aperto e massima potenza) è stato raggiunto.

Alcuni punti non "matchano" perfettamente perchè il modello non è del tutto perfetto, sebbene è molto preciso nei tre punti chiave della curva I-V e sufficientemente accurato per gli altri punti.

L'accuratezza del modello può essere leggermente migliorata facendo più iterazioni con altri valori della costante a , senza modificare l'algoritmo.

1.5 MODELLO CELLA FV A DUE ESPONENZIALI

Il circuito equivalente della cella fotovoltaica comprendente la resistenza serie R_s , la resistenza di shunt R_{sh} , le due giunzioni ideali di tipo p-n rappresentate dai due esponenziali e la corrente fotovoltaica I_{ph} costante è rappresentato in Figura 1.15:

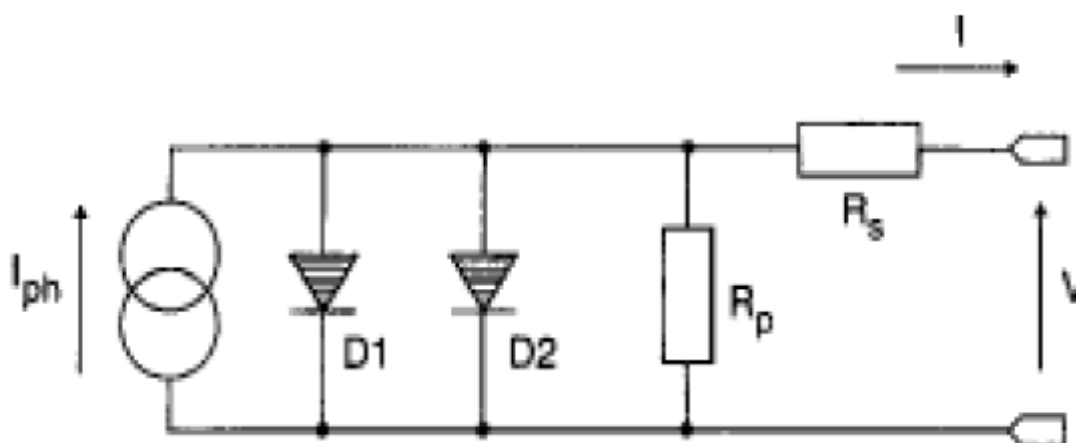


Figura 1.15-Modello cella Fv a 8 parametri o doppio esponenziale

L'equazione che descrive tale modello è[17]:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{q}{A_1 K T} (V + R_s I)\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{q}{A_2 K T} (V + R_s I)\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 33})$$

Dove I_{01} e I_{02} [19] sono le correnti di saturazione inversa rispettivamente del diodo $D1$ e diodo $D2$, K è la costante di Boltzmann, T la temperatura assoluta, q la carica dell'elettrone R_s e R_{sh} le due resistenze di serie e di shunt.

Il termine con I_{02} compensa le perdite di ricombinazione nella depletion region come già descritto in letteratura [18].

Usando questo modello può essere raggiunto un alto livello di accuratezza, ma al contempo richiede il calcolo di sette parametri: I_{ph} , I_{01} , I_{02} , R_{sh} , R_s , A_1 e A_2 .

Inoltre I_{01} , I_{02} , R_{sh} , R_s sono ottenuti mediante processi iterativi, ma per semplificare ulteriormente questo onere computazionale molti ricercatori assumono $A_1=1$ e $A_2=2$.

Quest'ultima è un'approssimazione della ricombinazione Shockley-Read-Hall che avviene nel fotodiodo[18].

Sebbene quest'adozione è largamente utilizzata vi sono alcuni casi particolari in cui non sempre può essere ritenuta valida.

Possono essere introdotte alcune semplificazioni per abbreviare i tempi computazionali di questo modello, le quali non sempre danno risultati soddisfacenti.

Il modello a singolo diodo è basato sull'assunzione che le perdite di ricombinazione nella depletivo region sono assenti.

In un cella fotovoltaica reale, la ricombinazione rappresenta una perdita rilevante che non può essere rappresentata adeguatamente usando il modello a singolo diodo.

La considerazione di questa perdita conduce alla scelta di un modello più preciso, meglio conosciuto come modello a due esponenziali oppure modello a doppio diodo.

L'aggiunta di un diodo in più nel circuito equivalente aumenta il numero di parametri a sette.

Il compito più impegnativo è rappresentato dallo stimare tutti i parametri del modello contenendo quello che è lo sforzo computazionale.

Per determinare i parametri di questo modello vengono proposte numerose tipologie in letteratura.

La difficoltà più grande riguarda l'assegnazione del valore iniziale da dare ai parametri: in alcuni casi si devono ricercare delle soluzioni euristiche.

Un altro approccio per descrivere il modello a doppio diodo è quello di investigare nelle sue caratteristiche fisiche come il coefficiente di diffusione degli elettroni, tempo-vita dei portatori minoritari, densità dei portatori intrinseci e altri parametri del materiale semiconduttore.

Sebbene in letteratura vi siano una serie di approcci "più fisici" per la descrizione di questo modello, essi non sono molto utili e sfruttabili in quanto dai datasheets del costruttore non abbiamo le informazioni riguardanti il materiale semiconduttore.

Dalla discussione precedente si può concludere che il modello a doppio diodo è preferibile in termini di accuratezza, ma il suo onere computazionale è abbastanza elevato se paragonato al modello a singolo diodo.

Per questa ragione, quest'ultimo, viene preferito al modello a due esponenziali.

Successivamente verrà proposta una tecnica migliorativa per il modello a doppio diodo che si basa sulla semplificazione dell'equazione di corrente (in cui solo quattro parametri saranno richiesti) e sull'applicazione di un metodo iterativo semplice e veloce per la determinazione di R_s e R_{sh} [19].

1.5.1 Determinazione dei parametri del modello a doppio diodo:

I parametri di questo modello I_{ph} , A_1 , A_2 , I_{01} , I_{02} , R_s e R_{sh} sono ricavati dalle seguenti relazioni, con $I_{ph} \sim I_{sc}$:

$$I_{01} = \frac{1}{2} \frac{I_{ph}}{\left(\exp\left(-\frac{eV_{oc}}{KT}\right) - 1\right)} \quad (\text{Eq. 34})$$

$$I_{02} = \frac{1}{2} \frac{I_{ph}}{\left(\exp\left(-\frac{eV_{oc}}{2KT}\right) - 1\right)} \quad (\text{Eq. 35})$$

R_s è ottenuta dalla derivata dell'equazione 33 con $V=V_{oc}$:

$$R_s = \left[\frac{dV}{dI} + \frac{1}{X_{1V} + X_{2V} + \frac{1}{R_{sh}}} \right] \quad (\text{Eq. 36})$$

Con:

$$X_{1V} = -\frac{eI_{01}}{KT} \exp\left(-\frac{eV_{oc}}{KT}\right) \quad (\text{Eq. 37})$$

$$X_{2V} = -\frac{eI_{02}}{AKT} \exp\left(-\frac{eV_{oc}}{AKT}\right) \quad (\text{Eq. 38})$$

Se consideriamo che $\frac{1}{R_{sh}} \ll (X_{1V} + X_{2V})$, possiamo ottenere una relazione semplificata per R_s come la seguente:

$$R_s = - \left[\frac{dV}{dI} + \frac{1}{(X_{1V} + X_{2V})} \right] \quad (\text{Eq. 39})$$

La resistenza di shunt R_{sh} è dedotta dall'equazione 36:

$$R_{sh} = - \frac{1}{\left[\frac{dV}{dI} + R_s + X_{1i} + X_{2i} \right]} \quad (\text{Eq. 40})$$

Dove:

$$X_{1i} = \frac{I_{01}}{V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_S}{V_t}\right) \quad (\text{Eq. 41})$$

$$X_{2i} = \frac{I_{02}}{AV_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_S}{AV_t}\right) \quad (\text{Eq. 42})$$

Ricordiamo che per snellire i conti dedicati ai parametri abbiamo assunto $A_1=1$ e $A_2=2$.

1.6 MODELLO A DOPPIO DIODO SEMPLIFICATO

L'equazione per ricavare la corrente fotovoltaica in funzione della temperatura e dell'irraggiamento è data da:

$$I_{ph} = (I_{ph, stc} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_{stc}} \quad (\text{Eq. 43})$$

Dove $I_{ph, stc}$ in ampere è la corrente fotogenerata in STC, $\Delta T = T - T_{stc}$ (in kelvin, $T_{stc} = 25$ C), G è l'irraggiamento sulla superficie della cella e $G_{stc} = 1000$ W/m² è l'irraggiamento in STC.

La costante K_I , il coefficiente della corrente di corto circuito, è normalmente fornita dal costruttore.

1.6.1 Semplificazione dell'equazione della corrente di saturazione

Per un modello a diodo singolo, un'equazione migliorativa per descrivere la corrente di saturazione che consideri le variazioni di temperatura è data da:

$$I_0 = \frac{(I_{sc, stc} + K_I \Delta T)}{\exp\left[\frac{(V_{oc, stc} + K_V \Delta T)}{aV_T}\right] - 1} \quad (\text{Eq. 44})$$

La costante K_V è il coefficiente della tensione di circuito aperto, il cui valore è reso disponibile dai datasheets del costruttore.

Per il modello a doppio diodo alcuni ricercatori hanno calcolato il valore numerico di I_{01} e I_{02} utilizzando metodi iterativi.

Questo modo di condurre i calcoli appesantisce i tempi di calcolo per via dei valori non sfruttabili delle condizioni iniziali imposte[20].

In generale si può affermare che, in modulo, I_{02} è 3-7 ordini di grandezza più grande di I_{01} .

Inoltre, la maggior parte dei precedenti lavori in letteratura, considera $A_1 = 1$ e $A_2 = 2$.

La semplificazione di questa proposta sta in una modifica dell'equazione 5 e nell'applicarla al modello a due esponenziali.

Per mantenere la relazione nella stessa forma dell'equazione 44, entrambe le correnti di saturazione inversa I_{01} e I_{02} , sono mantenute uguali in modulo:

$$I_{01} = I_{02} = I_0 = \frac{(I_{sc, stc} + K_I \Delta T)}{\exp\left\{\frac{[V_{oc, stc} + K_V \Delta T]}{[(A_1 + A_2)/p]V_T}\right\} - 1} \quad (\text{Eq. 45})$$

L'uguaglianza imposta semplifica i conti e non viene richiesta nessuna iterazione e la soluzione può essere ottenuta analiticamente.

I fattori di idealità del diodo A_1 e A_2 rappresentano le componenti di diffusione ricombinazione della corrente.

In accordo con la teoria della diffusione di Shockley, il coefficiente A_1 deve essere unitario, mentre il valore di A_2 è flessibile: sono stati trovati in letteratura valori di $A_2 \geq 1,2$.

Visto che $\frac{(A_1+A_2)}{p} = 1$ e $A_1=1$, si può affermare che la variabile p può essere scelta $\geq 2,2$.

Questa generalizzazione elimina l'ambiguità nella selezione dei valori da attribuire ad A_1 e A_2 .

L'equazione 33 può essere semplificata, in funzione di p come:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V+IR_s}{(p-1)V_T}\right) + 2 \right] - \left(\frac{V+IR_s}{R_{sh}}\right) \quad (\text{Eq. 46})$$

La semplificazione introdotta da quest'equazione necessita il ricalcolo dei valori di R_s e R_{sh} .

1.6.2 Determinazione dei valori di R_s e R_{sh}

I rimanenti due parametri R_s e R_{sh} dell'equazione 46 sono ottenuti mediante procedimenti iterativi.

In letteratura alcuni autori hanno calcolato questi due valori separatamente, ma qui vengono calcolati simultaneamente.

L'idea è incentrata in corrispondenza del punto di massima potenza: cioè per far coincidere la potenza di picco calcolata e la potenza di picco sperimentale (ottenuta dai datasheets) iterativamente si è aumentato il valore di R_s e simultaneamente calcolato R_{sh} .

Dall'equaz. 46 nelle condizioni di massima potenza la R_{sh} può essere ricavata da:

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{\left\{ I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{(p-1)V_T}\right) + 2 \right] - P_{max,e}/V_{mp} \right\}} \quad (\text{Eq. 47})$$

Le condizioni iniziali per entrambe le resistenze sono:

$$R_{s0} = 0; \quad R_{sh0} = \frac{V_{mp}}{I_{scn} - I_{mp}} - \frac{V_{ocn} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{Eq. 48})$$

Il valore iniziale di R_{sh} è la pendenza del segmento fra il punti di corto circuito e il punto a massima potenza.

Per ciascuna iterazione il valore di R_{sh} è calcolato simultaneamente usando l'equazione 47.

Con la disponibilità di tutti i sei parametri, la corrente di output può essere determinata usando il metodo standard di Newton-Raphson.

Usando le equazioni 43 e 45 tutti e quattro i parametri di questo modello possono essere calcolati (I_{ph} , I_0 , R_s e R_{sh}): di questi solo R_s e R_{sh} vengono calcolati iterativamente, mentre I_{ph} e I_0 sono ottenuti analiticamente.

La variabile p può essere scelta con un valore maggiore di 2,2.

Il modello appena descritto è convalidato mediante il confronto, con i dati sperimentali ricavati dai datasheets, di sei tipi di moduli distinti: questi ultimi differiscono fra loro per tecnologia (micro/poli cristallino) e per costruttore.

Dalle prove condotte si è stabilito che il modello conferma i dati sperimentali in maniera accurata quando è sottoposto a variazioni di temperatura ed irraggiamento.

In particolare esso esibisce un'accuratezza ancor più elevata a bassi livelli di irraggiamento.

1.7 PROPOSTA MODELLO ESPLICITO

Le misure di potenza di picco e di resistenza serie interna, in condizioni ambiente, hanno bisogno di correzioni matematiche della curva I-V misurata considerando l'irraggiamento e la temperatura di cella.

La proposta dell'approssimazione della caratteristica I-V per mezzo di circuito equivalente[17] risiede nella calcolabilità esplicita dei problemi comuni fra generatore solare e alcuni carichi.

La caratteristica della cella solare effettiva è data dal seguente modello:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_{pv}}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{Eq. 49})$$

La versione del modello esplicito invece è:

$$V = V_T \ln\left(\frac{I_{ph}-I+I_0}{I_0}\right) - IR_{pv} \quad (\text{Eq. 50})$$

R_{pv} è la resistenza fotovoltaica che non va confusa con la resistenza serie R_s .

Abbiamo bisogno di determinare i seguenti parametri: R_{pv} , V_T , I_0 e I_{ph} , utilizzando la seguente semplificazione:

$$\exp\left(\frac{V+IR_{pv}}{V_T}\right) \gg 1 \quad (\text{Eq. 51})$$

Quindi la curva I-V può essere espressa come:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_{pv}}{V_T}\right) \right] \quad (\text{Eq. 52})$$

$$\frac{I_{sc}-I}{I_0} = \exp\left(\frac{V+IR_{pv}}{V_T}\right) \quad (\text{Eq. 53})$$

Quindi l'equazione 51 diventa:

$$V = V_T \ln\left(\frac{I_{sc}-I}{I_0}\right) - IR_{pv} \quad (\text{Eq. 54})$$

Visto che I_0 , V_T e R_{pv} sono incognite, abbiamo bisogno di tre condizioni per utilizzare la forma sopra:

Se $I=0$ allora $V=V_{oc}$

Al punto di massima potenza la forma 54 è tangente all'iperbole $P_m=V \cdot I$

La pendenza S a circuito aperto è considerata

La condizione 1 conduce a :

$$V_{oc} = V(I = 0) = V_T \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right) \quad (\text{Eq. 55})$$

Oppure

$$V_T = \frac{V_{oc}}{\ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right)} \quad (\text{Eq. 56})$$

E dopo:

$$I_0 = I_{sc} * \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_T}\right) \quad (\text{Eq. 57})$$

La condizione 2 può essere espressa come:

$$V(I = I_m) = \frac{P_m}{I_m} \quad (\text{Eq. 58})$$

$$\frac{\partial V}{\partial I}(I = I_m) = \frac{\partial}{\partial I}\left(\frac{P_m}{I}\right) = -\frac{P_m}{I^2} \quad (\text{Eq. 59})$$

Differenziando l'equazione 59 tenendo conto della 54, abbiamo:

$$\frac{\partial V}{\partial I}(I = I_m) = -\frac{V_T}{(I_{sc}-I_m)} - R_{pv} = -\frac{P_m}{I_m^2} \quad \text{per } I = I_m \quad (\text{Eq. 60})$$

E dopo:

$$R_{pv} = \frac{V_m}{I_m} - \frac{V_T}{(I_{sc}-I_m)} \quad (\text{Eq. 61})$$

E sostituendo la 56 nella relazione 61, si ha:

$$Rpv = \frac{Vm}{Im} - \frac{Voc}{(Isc-Im)Ln\left(\frac{Isc}{Io}\right)} \quad (\text{Eq. 62})$$

Con l'esperienza acquisita in letteratura è stato trovato un valore tipico del rapporto $\frac{Io}{Isc}$ per il silicio in STC, che cade nel range fra 10^{-7} e 10^{-10} .

Assumiamo $\frac{Io}{Isc} = 10^{-7}$ e sostituendo questo valore nelle equazioni 53 e 55 si arriva a:

$$V_T = \frac{Voc}{Ln10^7} = \frac{Voc}{16.11} \quad (\text{Eq. 63})$$

$$I = Isc \left[1 - 10^{-7} \exp \frac{16.11}{Voc} (V + IRpv) \right] \quad (\text{Eq. 64})$$

E la relazione 63 conduce a :

$$V = \left[\frac{Voc}{16.11} Ln \frac{10^7(Isc-i)}{Isc} \right] - IRpv \quad (\text{Eq. 65})$$

L'equazione 62 diventa:

$$Rpv = \frac{Vm}{Im} - \frac{Voc}{16.11(Isc-Im)} \quad (\text{Eq. 66})$$

Invece, per quanto riguarda la condizione 3, abbiamo che:

$$S = \frac{dV}{dI} \quad (\text{con } I = 0) \quad (\text{Eq. 67})$$

E quindi:

$$V_T = -(S + Rpv)Isc \quad (\text{Eq. 68})$$

E adesso sostituendo la 68 nella 61 si ottiene:

$$Rpv = \frac{Vm}{Im} + \frac{(S+Rpv)Isc}{(Isc-Im)} \quad (\text{Eq. 69})$$

E quindi:

$$R_{pv} = -S \frac{I_{sc}}{I_m} + \frac{V_m}{I_m} \left(1 - \frac{I_{sc}}{I_m}\right) \quad (\text{Eq. 70})$$

Il valore di S è dato dalla funzione approssimata[21]:

$$S = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \left(\alpha_1 \frac{I_{pm} V_{pm}}{I_{sc} V_{oc}} + \alpha_2 \frac{V_{pm}}{V_{oc}} + \alpha_3 \frac{I_{pm}}{I_{sc}} + \alpha_4 \right) \quad (\text{Eq. 71})$$

Con le costanti : $\alpha = \begin{pmatrix} -5.411 \\ 6.450 \\ 3.417 \\ -4.422 \end{pmatrix}$

Si nota che l'equazione 69 è del tutto indipendente dalle proprietà del materiale di cui è costituita la cella.

Il valore di R_{pv} è calcolato in base all'equazione 66 per quanto riguarda il silicio, mentre per altri materiali si usa la relazione 69.

Infine il valore di R_{pv} calcolato si va a sostituire nell'equazione 49 per trovare la curva I-V della singola cella.

1.7.1 Confronto modello esplicito e dati sperimentali per validare il modello

Test effettuati mostrano un buon grado di accordo fra le curve I-V sperimentali e quelle date dal modello esplicito per diverse illuminazioni.

Il valore dell' RMSE ottenuto per il modello esplicito per valori di irraggiamento di 800 W/m^2 è pari a 0.01, mentre per 1000 W/m^2 diventa 0.03.

1.8 MODELLO “SANDIA”

Questo modello può essere utilizzato in diversi modi: esso può servire in fase di design dell'array per applicazioni basate sulla produzione di energia su base oraria, mensile, o settimanale; può essere usato per determinare la potenza da parametri misurati in condizioni di performance e risalire alle STC; infine un altro tipo di utilizzo è quello di monitorare le attuali performance dell'array e confrontarle con quelle previste.

Il modello si fonda su basi empiriche[22], ha una versatilità e accuratezza che derivano dal fatto che ogni singola equazione che costituisce il modello deriva dalle caratteristiche della singola cella fotovoltaica.

Tali proprietà del modello sono state verificate per moduli flat-plate di tutte le tecnologie e per moduli a concentratore, sulla base di test condotti sul campo in sette anni di monitoraggi e mediante il confronto con studi effettuati da diversi laboratori e[23][24][25].

1.8.1 Equazioni

L'obiettivo della modellizzazione è quello di quantificare e replicare i fenomeni misurati di interesse.

Testare e modellizzare le performance di moduli in condizioni di ambiente esterno risulta essere complesso per la varietà dei fattori che possono interagire con la fisica della cella solare.

Un valido modello deve essere in grado di essere imprescindibile da fattori esterni influenzanti.

Il grafico di Figura 1.16 mostra la complessità della modellizzazione usando dei dati registrati in cinque giorni nel periodo di gennaio 2002 per un modulo policristallino da 165Wp.

L'asse verticale P_{mp} (W) è primariamente influenzato dalle variazioni dell'irraggiamento e, solo secondariamente, dallo spettro solare, dalla temperatura dei moduli e dalle proprietà elettriche della cella.

L'asse orizzontale è associato a V_{mp} che è funzione della temperatura del modulo ed è anche debolmente influenzato dall'irraggiamento e dalle proprietà elettriche della cella.

Questo modello separa effettivamente queste influenze ambientali cosicché l'andamento caotico mostrato in Figura 1.16 può essere modellizzato con delle equazioni ben definite.

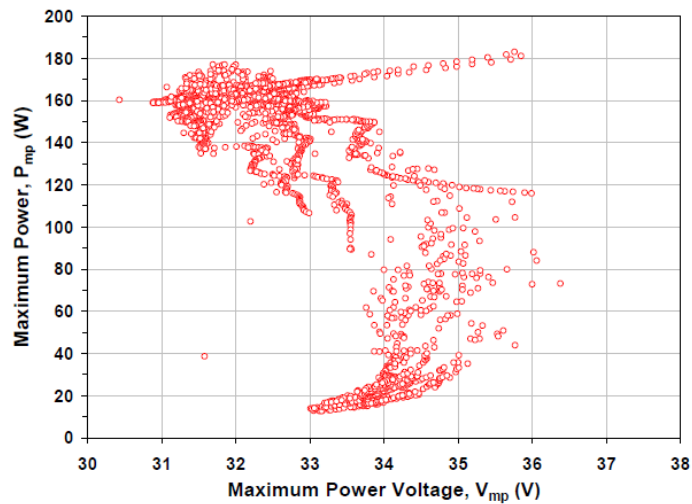


Figura 1.16-Grafico di dispersione di 3300 misure acquisite i 5 giorni differenti di Gennaio ad Albuquerque con cielo sereno e a che coperto. Modulo Si-mc da 165 Wp

Le seguenti equazioni descrivono il “Sandia model” per analizzare le performance: esse descrivono il comportamento elettrico per ogni singolo modulo e può essere adeguato per le combinazioni serie/parallelo dei moduli in un array.

Le stesse equazioni sono applicabili a livello della singola cella, modulo e array più o meno grandi. La forma del modello data dalle equazioni 72-81 è usata quando si calcola la potenza o energia prodotta dal modulo, assumendo che i coefficienti derivanti dalle performance pregresse del modulo e dell’irraggiamento siano noti e disponibili.

Per quanto riguarda i dati sull’irraggiamento e delle condizioni meteo, che sono richiesti dal modello, possono essere ottenuti da database tabulati che derivano da misure dirette.

I tre classici punti della caratteristica I-V di un modulo (cortocircuito, massima potenza, circuito aperto) sono dati dalle prime quattro equazioni.

La Figura 1.17 illustra questi tre punti, insieme ad altri due punti addizionali che contribuiscono a meglio definire la forma della curva I-V.

Questi due punti addizionali sono definiti dalle equazioni 70 e 71.

Il quarto punto (I_x) è il punto che corrisponde alla metà della tensione di circuito aperto, mentre il quinto (I_{xx}) è in corrispondenza di un valore di tensione a metà tra V_{mp} e V_{oc} .

Ecco le relazioni costituenti il modello:

$$I_{sc} = I_{sc0} * f_1(AM_a) * [(E_b * f_2(AOI) + f_d E_{diff}/E_0)] * [1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)] \quad (\text{Eq. 72})$$

$$I_{mp} = I_{mp0} * [C_0 E_e + C_1 E_e^2] * [1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)] \quad (\text{Eq. 73})$$

$$V_{oc} = V_{oc0} + N_s * \delta(T_c) \ln(E_e) + \beta_{Voc}(E_e) * (T_c - T_0) \quad (\text{Eq. 74})$$

$$V_{mp} = V_{mp0} + C_2 N_s * \delta(T_c) \ln(E_e) + C_3 N_s [\delta(T_c) \ln(E_e)]^2 + \beta_{Vmp}(E_e) * (T_c - T_0) \quad (\text{Eq. 75})$$

$$P_{mp} = I_{mp} * V_{mp} \quad (\text{Eq. 76})$$

$$FF = P_{mp}/(I_{sc} * V_{oc}) \quad (\text{Eq. 77})$$

Dove:

$$E_e = I_{sc}/[I_{sc0}[1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)]] \quad (\text{Eq. 78})$$

$$\delta(T_c) = nK(T_c + 273.15)/q \quad (\text{Eq. 79})$$

$$I_x = I_{x0} * [C_4 E_e + C_5 E_e^2] * [1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)] \quad (\text{Eq. 80})$$

$$I_{xx} = I_{xx0} * [C_6 E_e + C_7 E_e^2] * [1 + \alpha_{Imp}(T_c - T_0)] \quad (\text{Eq. 81})$$

I cinque punti forniti dal modello danno forma alla caratteristica I-V classica, come la Figura 1.17 rappresenta:

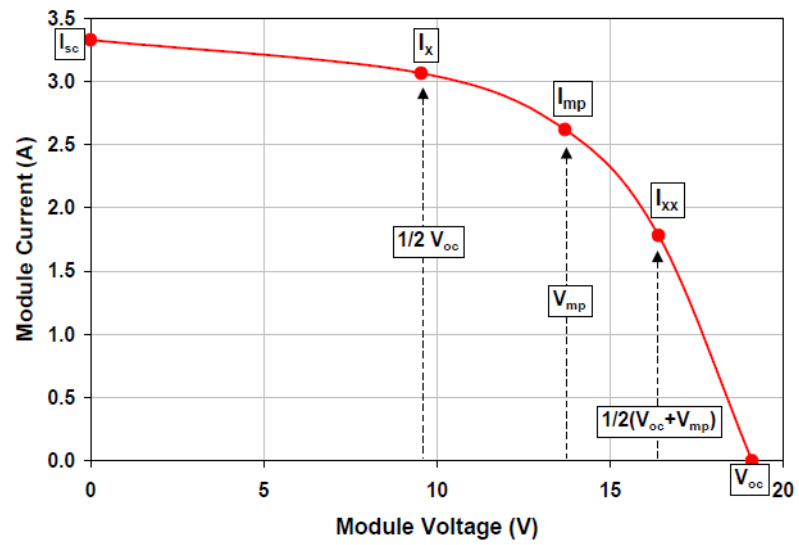


Figura 1.17-Curva I-V di un modulo con in evidenza i 5 punti forniti dal Sandi model

1.8.2 Definizione dei parametri del modulo

- I_{sc} = corrente di cortocircuito (A)
- I_{mp} = corrente al punto di massima potenza (A)
- I_x = corrente del modulo in corrispondenza di $V=0.5V_{oc}$ (quarto punto sulla curva I-V) (A)
- I_{xx} = corrente del modulo in corrispondenza di $V=0.5(V_{oc}+V_{mp})$ (A)
- V_{oc} = tensione di circuito aperto (V)
- V_{mp} = tensione al punto di massima potenza (V)
- P_{mp} = potenza al punto di massima potenza (W)
- FF = fill factor (adimensionale)
- N_s = numero di celle in serie
- N_p = numero di celle in parallelo
- K = costante di Boltzmann, $1.38066E-23$ (J/K)
- q = carica dell'elettrone, $1.60218E-19$ (coulomb)
- T_c = temperatura di cella (C)
- T_o = temperatura di STC, (25 C)
- E_o = irraggiamento in STC, (1000 W/m^2)
- $\delta(T_c)$ = tensione della cella alla temperatura T_c . Per fattore idealità del diodo unitario e temperatura di cella di 25C, questa tensione vale 26mV per cella.

1.8.3 Parametri dipendenti dall'irraggiamento

I seguenti parametri legano corrente e tensione del modulo al livello d'irraggiamento.

La Figura 1.18 mostra come i valori misurati di V_{mp} e V_{oc} possano variare in funzione dell'effettivo irraggiamento.

Nell'esempio i valori misurati in Figura 1.19 sono stati traslati alla temperatura comune di 50 C per poter rimuovere la dipendenza dalla temperatura.

Successivamente i coefficienti n , C_2 , C_3 sono ottenuti usando la regressione lineare basandosi sulle equazioni 73 e 74.

I coefficienti sono usati a turno nel modello per calcolare la tensione in funzione dell'irraggiamento a differenti temperature.

La validità di questo approccio è apprezzata quando i 3300 dati misurati illustrati in Figura 1.18 sono stati registrati durante cielo coperto e sereno, su cinque giorni differenti, con irraggiamento da 80 W/m^2 a 1200 W/m^2 e con temperature da 6 a 45 C.

La Figura 1.19, invece, illustra come i valori misurati per le correnti (I_{sc} , I_{mp} , I_x , I_{xx}) possano cambiare in relazione all'irraggiamento effettivo.

Come è stato fatto per le tensioni misurate, anche le correnti sono state riportate a una temperatura comune per rimuovere la dipendenza da essa.

I coefficienti C_0 , C_1 , C_4 , C_5 , C_6 , C_7 associati a I_{mp} , I_x e I_{xx} sono stati determinati utilizzando la regressione lineare in base alle equazioni 72, 80, 81.

Dai risultati ottenuti si considera la I_{sc} variabile in modo lineare con l'irraggiamento effettivo.

La relazione con gli altri tre valori di corrente può essere non lineare (parabolica) per poter ricalcare la forma della curva I-V ad altri livelli d'irraggiamento.

Le definizioni dei coefficienti sono le seguenti:

- E_e = la radiazione effettiva come prima definito nell'eq 78. Questo valore descrive la frazione della totale radiazione incidente sul modulo che interessa le singole celle.
- C_0 , C_1 = determinati empiricamente mettendo in relazione I_{mp} con l'irraggiamento effettivo E_e , $C_0 + C_1 = 1$ (adimensionale)
- C_2 , C_3 = determinati empiricamente legando V_{mp} all'irraggiamento effettivo E_e (C_2 adimensionale, C_3 ha le dimensioni di $1/V$)
- C_4 , C_5 = determinati empiricamente legando la corrente I_x all'irraggiamento effettivo E_e , $C_4 + C_5 = 1$ (adimensionale)
- C_6 , C_7 = determinati empiricamente legando la corrente I_{xx} all'irraggiamento effettivo E_e , $C_6 + C_7 = 1$ (adimensionale)
- n = fattore di idealità del diodo determinato anch'esso empiricamente e associato a ciascuna singola cella nel modulo, ha un valore prossimo all'unità (adimensionale).

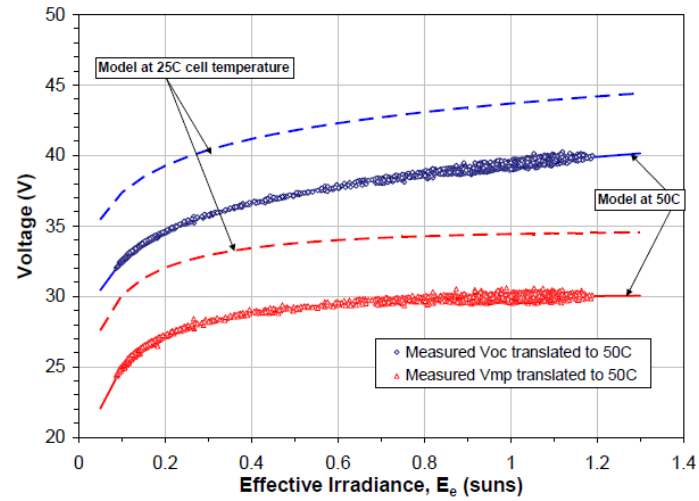


Figura 1.18-Grafico di dispersione di 3300 misure acquisite i 5 giorni differenti di Gennaio ad Albuquerque con cielo sereno e ache coperto. Modulo Si-mc da 165 Wp.Misure di tensione (V) in relazione all'irraggiamento (E)

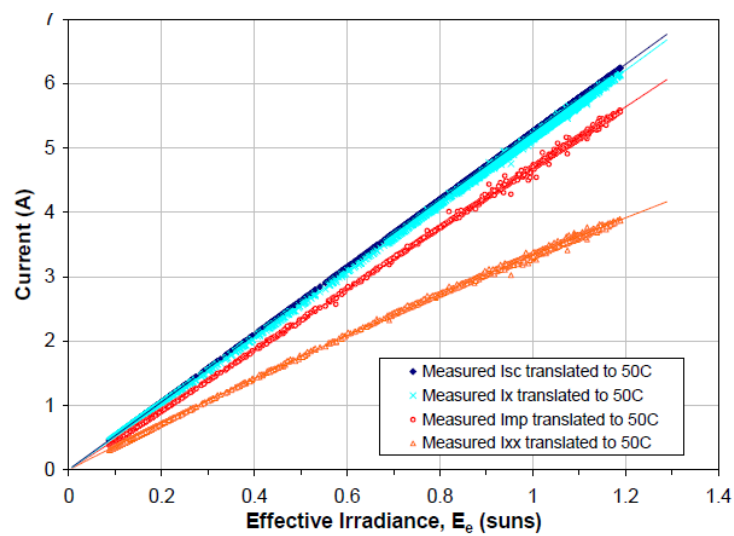


Figura 1.19-Grafico di dispersione di 3300 misure acquisite i 5 giorni differenti di Gennaio ad Albuquerque con cielo sereno e aache coperto. Modulo Si-mc da 165 Wp. Misure di corrente riportate a temperatura di 50 C.

1.8.4 Parametri in funzione della risorsa solare

Per il design del sistema e per il dimensionamento, le variabili legate all'irraggiamento solare richieste dal modello sono tipicamente ottenute da un database o da modelli metereologici, i quali forniscono le stime medie orarie per i dati di irraggiamento e meteo[26][27].

Questi dati possono essere manipolati usando diversi metodi per calcolare l'irraggiamento incidente sulla superficie del modulo orientato a seconda del design dell'impianto.

Dall'altro, per test su campo per un lungo periodo di monitoraggio, l'irraggiamento sul piano dei moduli è un valore misurato e viene inserito direttamente nel modello.

Le funzioni empiriche $f_1(AM_a)$ e $f_2(AOI)$ quantificano l'influenza delle variazioni di spettro solare e perdite ottiche per via dell'angolo di incidenza sul parametro I_{sc} del modulo.

L'intento di queste due funzioni è quello di tenere conto dell'effetto sistematico che accade ricorrentemente durante le condizioni di cielo terso quando viene raccolta la maggior parte dell'energia.

Per esempio: la Figura 1.20 illustra come la distribuzione dello spettro solare varia nello scorrere della giornata, dal mattino in poi, risultando influente sul parametro I_{sc} di una tipica cella al silicio.

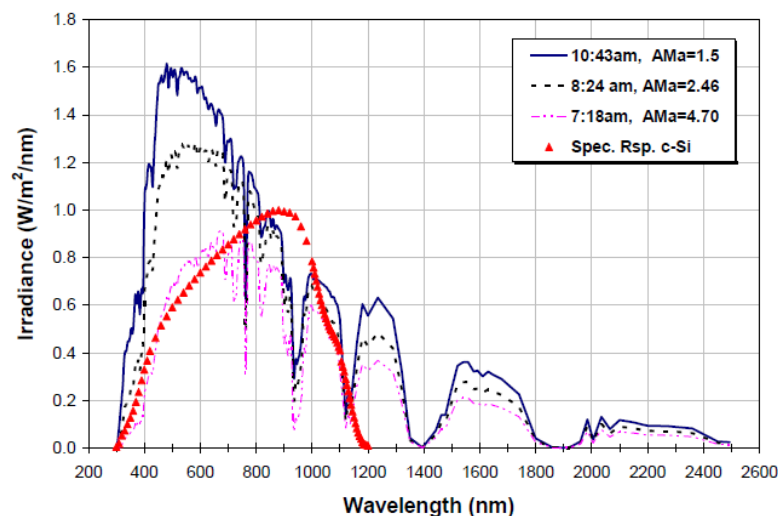


Figura 1.20-Distribuzione dello spettro solare in un giorno sereno in Davis (CA) a differenti condizioni di air mass durante il giorno. In rosso lo spettro di una classica cella FV al silicio.

L'effetto dell'intermittenza delle nubi, fumo, polvere e altre occorrenze metereologici che possono essere considerate casuali che mediano su base settimanale, mensile o annua.

L'influenza dei cambiamenti dello spettro solare è relativamente bassa per valori di air mass compresi fra 1 e 2, nel corso dell'anno si può notare che più dell'90% dell'energia solare

disponibile nell'intero anno si ha per air mass inferiori a 3. Come documentato[28], l'effetto cumulativo dell'influenza dello spettro solare sulla produzione di energia annuale è abbastanza piccolo (minore del 3%).

Ciò nonostante, usando questo modello, è semplice includere l'influenza sistematica delle variazioni spettrali.

Per quanto riguarda l'effetto delle perdite ottiche (reflettanza) esso è tipicamente trascurabile fino a quando l'angolo di incidenza solare è più grande di 55 gradi.

Questa perdita è in addizione alle perdite "coseno" per moduli la cui superficie non è orientata perpendicolarmente al percorso del sole.

La perdita cumulativa su un anno dovrebbe essere considerata per diversi tipi di design dell'impianto e orientamento dei moduli.

Per i moduli dotati del dispositivo che permette di seguire il percorso del sole non vi è perdita.

In caso di moduli verticali orientati verso sud la perdita ottica complessiva di energia annuale è paria all'incirca al 5%.

Questo modello è applicabile anche al fotovoltaico a concentrazione.

1.8.5 Parametri alle standard reporting conditions

Le standard reporting conditions sono usate dall'industria fotovoltaica per valutare e specificare le performance del modulo.

Questa valutazione è fornita a una condizione standard di funzionamento (STC), quindi i parametri che vanno ad influenzare le performance del modulo sono frutto di considerazioni o risultati di test condotti dal costruttore.

L'accuratezza di questi parametri è critica in fase di progettazione di array e sistemi fotovoltaici, perchè tali parametri forniscono il punto di riferimento da cui sono derivate le prestazioni alle altre condizioni di funzionamento.

Basti pensare che la conseguenza di un errore del 10% nella valutazione delle performance di un modulo avrà un il 10% di effetto sulla produzione di energia annuale da tutto il sistema fotovoltaico.

I parametri e le condizioni associate con le STC sono definiti come segue:

- T_o = Reference cell temperature for rating performance, typically 25°C
- E_o = Reference solar irradiance, typically 1000 W/m²
- $I_{sco} = I_{sc}(E = E_o \text{ W/m}^2, AM_a = 1.5, T_c = T_o \text{ °C}, AOI = 0^\circ)$ (A)
- $I_{mpo} = I_{mp}(E_e = 1, T_c = T_o)$ (A)
- $V_{oco} = V_{oc}(E_e = 1, T_c = T_o)$ (V)
- $V_{mpo} = V_{mp}(E_e = 1, T_c = T_o)$ (V)
- $I_{xo} = I_x(E_e = 1, T_c = T_o)$ (A)
- $I_{xxo} = I_{xx}(E_e = 1, T_c = T_o)$ (A)

1.8.6 Parametri dipendenti dalla temperatura

Sebbene non universalmente riconosciuto o standardizzato, l'uso di quattro separati coefficienti è determinante nello sviluppo di questo modello per far sì che sia versatile abbastanza da poter applicare a tutte le tecnologie fotovoltaica e a tutti i punti di funzionamento.

Erroneamente alcune procedure assumono che il coefficiente di temperatura per V_{oc} sia applicabile anche per V_{mp} e, dualmente, il coefficiente di I_{sc} applicabile per I_{mp} .

Se non disponibili dal costruttore dei moduli, i parametri richiesti sono disponibili dal database del modulo o possono essere misurati durante test in campo nelle condizioni in cui si trovano.

Le definizioni dei parametri sono le seguenti:

- $\alpha_{I_{sc}}$ = Coefficiente di temperatura normalizzato per I_{sc} , (1/C). Questo coefficiente è "normalizzato" dalla divisione della dipendenza della temperatura (A/C) misurata per un particolare spettro solare e livello di irraggiamento per la corrente di corto circuito del modulo alle STC (I_{sc0}).
- $\alpha_{I_{mp}}$ = Coefficiente di temperatura normalizzato per I_{mp} (1/C). Stesso procedimento di normalizzazione di prima.
- $\beta_{V_{oc}}(E_e) = \beta_{V_{oc0}} + m_{\beta_{V_{oc}}}(1-E_e)$, (V/°C) Coefficiente di temperatura per la tensione di circuito aperto del modulo in funzione dell'irraggiamento effettivo E_e . Di solito la dipendenza dall'irraggiamento può essere trascurata, quindi $\beta_{V_{oc}}$ assume valori costanti.
- $\beta_{V_{mp0}}$ = Coefficiente di temperatura per V_{mp} alle STC (V/C)
- $m_{\beta_{V_{mp}}}$ = coefficiente di temperatura fornita dalla dipendenza dall'irraggiamento di V_{mp} , di solito assunto zero. (V/C)

1.8.7 Model operating temperature (modello termico)

Quando si progetta un sistema fotovoltaico è necessario prevedere la produzione di energia annuale.

Per fare ciò è richiesto un modello termico per stimare la temperatura a cui il modulo lavora in base alle condizioni ambientali in cui si trova: irraggiamento solare, temperatura ambiente, velocità del vento e anche la direzione del vento.

Queste risorse sono fornite attraverso database riconosciuti o modelli meteorologici tipicamente usati per fornire le informazioni necessarie al design dell'impianto.

Stime su media oraria per l'irraggiamento, temperatura ambiente e velocità del vento sono usate nel modello termico per prevedere la temperatura di lavoro del modulo fotovoltaico.

Seppure vi siano incertezza associata a quest'approccio, questo modo di procedere è stato provato per essere adeguato al design di impianti fv.

Dopo che un sistema è stato installato, l'irraggiamento solare e la temperatura del modulo possono essere misurati direttamente e i risultati di tale misura sono inseriti nel modello.

Un semplice modello termico empirico, descritto dall'equazione 82, è stato sviluppato di recente da Sandia ed è stato provato come molto adattabile e adeguato per la fase di progettazione del sistema fotovoltaico, fornendo la temperatura di lavoro del modulo con un'accuratezza di ± 5 C.

Le incertezze sulla temperatura risultano meno del 3% della potenza in output del modulo.

I coefficienti empirici a e b usati nel modello sono determinati usando migliaia di misure di temperatura registrate in differenti giorni con il modulo operante vicino alle condizioni di equilibrio termico.

I coefficienti determinati sono influenzati dalla costruzione del modulo, la configurazione di montaggio e il luogo e l'altitudine a cui è stata misurata la velocità del vento.

La pratica meteorologica standard per la registrazione della velocità del vento e della direzione pone l'apparecchio di misura (anemometro) ad un'altezza di 10m in un'area dove ci sia il minimo numero di strutture che ostruiscano il movimento dell'aria.

I valori registrati nei database sono ottenuti mediante questi accorgimenti.

Andrebbe comunque notato che analizzando i dati registrati dopo l'installazione del sistema, il modello termico può essere "sintonizzato" determinando dei nuovi coefficienti a e b che compensino la differenza dell'anemometro con l'impianto realizzato rispetto alle condizioni standard.

$$T_m = E \{ \exp^{a+bWS} \} + T_a \quad (\text{Eq. 82})$$

Dove:

- T_m =temperatura sulla superficie inferiore del modulo ($^{\circ}\text{C}$).
- T_a = temperatura dell'aria ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- E =irraggiamento solare sulla superficie del modulo (W/m^2)
- WS = velocità del vento misurata a 10 m da terra (m/s)
- a =coefficiente empirico che stabilisce il limite superiore della temperatura del modulo a basse velocità del vento ed alto irraggiamento
- b = coefficiente empirico che stabilisce il rapporto a cui la temperatura del modulo cade quando la velocità del vento aumenta.

Dopo che i coefficienti a e b sono stati determinati è possibile calcolare la temperatura di lavoro nominale della cella (NOCT).

La direzione del vento può avere una piccolissima influenza sulla temperatura del modulo.

Comunque, incorporando tale effetto nel modello termico si ritiene che sia non necessario e complesso.

Nel caso nostro il non tener conto di ciò aggiungerà una piccolissima incertezza al modello, anche se tutto questo è stato tenuto conto nella variabilità del meteo su base annua.

Stesso discorso per i transitori termici causati dal passaggio delle nubi: anche se non se ne tiene conto direttamente nel modello, questo effetto può essere comunque incluso nella variabilità del tempo e per il periodo in considerazione (base annuale) tendono ai valori medi che abbiamo a disposizione.

Similmente i transitori termici causati dalle nubi e la capacità termica del modulo introducono delle influenze casuali: ma, come visto prima, esse convergono ai valori medi se considerati su base annua.

La temperatura di cella e la temperatura della superficie inferiore del modulo possono essere molto differenti, ma possono essere legate fra loro attraverso una semplice relazione (eq.83). Tale relazione è basata sulla monodimensionalità della conduzione termica attraverso i materiali del modulo dietro la cella (incapsulante e materiale polimerico).

La temperatura di cella dentro il modulo è poi calcolata usando la misura della temperatura della superficie inferiore del modulo.

$$T_c = T_m + \frac{E}{E_o} * \Delta T \quad (\text{Eq. 83})$$

Dove

- T_c = temperatura cella dentro il modulo, (°C)
- T_m = temperatura misurata sulla superficie inferiore del modulo, (°C)
- E =irraggiamento solare sul modulo, (W/m^2)
- E_o = irraggiamento solare di riferimento, ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$)
- ΔT = differenza di temperatura tra la cella e la superficie inferiore del modulo a un livello di irraggiamento pari a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Questo delta va tipicamente dai 2 ai 3 °C. per moduli con isolamento termico questa differenza è pari a zero.

La tabella 1 fornisce i coefficienti empirici rappresentativi per differenti moduli a seconda della loro configurazione e montaggio.

Tabella III-Coefficienti empirici per i vari moduli

Tipo di modulo	Montaggio	a	b	ΔT (°C)
Vetro/cella/vetro	Open rack	-0.347	-0.0594	3
Vetro/cella/vetro	Close roof mount	-2.98	-0.0471	1
Vetro/cella/foglio polimero	Open rack	-3.56	-0.0750	3
Vetro/cella/foglio polimero	Insulated back	-2.81	-0.0455	0
Polimero/film sottile/acciaio	Open rack	-3.58	-0.113	3

1.8.8 Equazione del modello per array

Le equazioni da 72 a 81 possono essere usate per composizione di più moduli (array) semplicemente tenendo conto delle combinazioni serie o parallelo dei moduli nell'array.

Se il numero di moduli connessi in serie nell'array è M_s , le tensioni calcolate usando le equazioni 74 e 75 vanno moltiplicate per la cifra M_s .

Se il numero di moduli connessi in parallelo nell'array è pari a M_p , le equazioni 72, 73, 80 e 81 (correnti) vanno moltiplicate per M_p .

Il calcolo delle prestazioni dell'array usando questo approccio è basato sulle performance del singolo modulo, questo è un modo di procedere abbastanza ottimista se non vengono considerate le perdite a livello dell'array come il mismatch e la resistenza di avvolgimento (non considerati nel calcolo delle performance dell'array).

Idealmente, le misure di performance (I-V) a livello dell'array sono disponibili, in tal caso l'accuratezza del modello può essere migliorata.

Le misure sull'array forniscono i quattro parametri di base del modello (I_{sc} , I_{mp} , V_{oc} , V_{mp}) alle condizioni STC, nonché gli 8 coefficienti (C_0, C_1, \dots, C_7).

L'influenza spettrale $f_1(AM_a)$, le perdite ottiche $f_2(AOI)$, e i coefficienti di temperatura per l'array sono resi disponibili da risultati di test sui singoli moduli.

In sostanza l'array viene modellizzato come se fosse un grande modulo.

Generalmente l'effetto delle perdite di mismatch associate a quelle sulla resistenza di avvolgimento sono inferiori al 5%.

1.8.9 Equazioni per riportarsi alle STC

Le equazioni del modello (da eq. 72 a 81) possono essere riscritte nella forma da eq.84 a 91 per “tradurre” le misure fatte a condizioni arbitrarie riportarsi alle STC.

Queste equazioni sono applicabili alla singola cella, al singolo modulo, alla stringa di moduli con moduli connessi in serie, e ad un array con più stringhe di moduli connesse in parallelo.

Le equazioni usano coefficienti dai database dei moduli che coincidono con i moduli che sono nell’array.

Per la traduzione delle equazioni di tensione è necessario specificare quanti moduli sono collegati in serie in ciascuna stringa.

$$I_{sc0} = I_{sc} / [E_e [1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)]] \quad (\text{Eq. 84})$$

$$I_{mp0} = I_{mp} / [1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)] * \{C_0 E_e + C_1 E_e^2\} \quad (\text{Eq. 85})$$

$$V_{oc0} = V_{oc} - M_s * \delta(T_c) \ln(E_e) - M_s * \beta_{Voc}(E_e) * (T_c - T_0) \quad (\text{Eq. 86})$$

$$V_{mp0} = V_{mp} - C_2 M_s N_s * \delta(T_c) \ln(E_e) - C_3 M_s N_s [\delta(T_c) \ln(E_e)]^2 - M_s \beta_{Vmp}(E_e) * (T_c - T_0) \quad (\text{Eq. 87})$$

$$P_{mp0} = I_{mp0} * V_{mp0} \quad (\text{Eq. 88})$$

$$FF_0 = P_{mp0} / (I_{sc0} * V_{oc0}) \quad (\text{Eq. 89})$$

$$I_{x0} = I_x / [C_4 E_e + C_5 E_e^2] * [1 + \alpha_{Isc}(T_c - T_0)] \quad (\text{Eq. 90})$$

$$I_{xx0} = I_{xx} / [C_6 E_e + C_7 E_e^2] * [1 + \alpha_{Imp}(T_c - T_0)] \quad (\text{Eq. 91})$$

Dove:

- Ms=numero moduli connessi in serie in ciascuna stringa
- Tc=temperatura di cella dentro il modulo, °C. Questo valore può essere raffinato usando l’equazione 12 iniziando le misure sulla superficie inferiore del modulo.
- Ee= irraggiamento effettivo
- Gli altri parametri sono gli stessi definiti precedentemente a livello del singolo modulo.

1.9 MODELLO CELLA FV BASATO SUI VALORI DEI DATASHEETS

Qui si presenta la costruzione di un modello per moduli fotovoltaici , usando il modello a singolo diodo, basandosi esclusivamente sui parametri indicati sui datasheets dei costruttori[29].

Il circuito equivalente a diodo singolo è rappresentato dalla consueta relazione (eq.92) mostrata qui sotto:

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{n_s \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 92})$$

Dove:

$$V_t = \frac{A k \cdot T_{stc}}{q} \quad (\text{Eq. 93})$$

E :

- I_{ph} = corrente foto generata a STC
- I_o = corrente di saturazione inversa in STC
- R_s = resistenza serie modulo
- R_{sh} = resistenza di shunt del modulo
- A = fattore di qualità del diodo

Essi sono i 5 parametri da determinare del modello a singolo diodo, mentre k è la costante di Boltzmann, q è la carica dell'elettrone, n_s il numero di celle connesse in serie all'interno del modulo, e T_{stc} è la temperatura in condizioni STC.

È pratica comune trascurare il termine -1 nella eq.92 perchè in celle al silicio la corrente di buio è molto piccola nei confronti del termine esponenziale.

1.9.1 Determinazione dei parametri del modello dai valori nel datasheets

Allo scopo di costruire un modello per un modulo FV direttamente dai datasheets devono essere determinati 5 parametri: I_{ph} , I_o , A , R_s , and R_{sh} .

L'obiettivo è quello di ricavare questi parametri senza effettuare delle misure dirette, ma usando solo le informazioni disponibili sui datasheets.

L'equazione 92 può essere scritta in tre punti chiave della caratteristica I-V: il punto di corto circuito, il punto di massima potenza e il punto di circuito aperto.

$$I_{sc} = I_{ph} - I_o * \exp\left(\frac{I_{sc} * R_s}{n_s * V_t}\right) - \frac{I_{sc} * R_s}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 94})$$

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_o * \exp\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} * R_s}{n_s * V_t}\right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} * R_s}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 95})$$

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_o * \exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s * V_t}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 96})$$

Dove, come al solito, abbiamo:

- I_{sc} = corrente di corto circuito a STC
- V_{oc} = tensione di corto circuito a STC
- V_{mpp} = tensione al punto di massima potenza (MPP) in STC
- I_{mpp} = corrente al punto MPP in STC
- P_{mpp} = potenza al punto MPP in STC
- K_I = coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito
- K_V = coefficiente di temperatura della tensione di circuito aperto

I parametri sopra riportati sono normalmente disponibili dai datasheets del costruttore.

Ora aggiungiamo un'altra equazione in base al fatto che sulla caratteristica P-V, al punto di MPP, la derivata della potenza rispetto alla tensione deve essere pari a zero:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (\text{Eq. 97})$$

Finora ci sono 4 equazioni disponibili, ma ci sono 5 parametri da ricavare perciò si ottiene la quinta equazione derivando la corrente rispetto alla tensione nelle condizioni di corto circuito, che principalmente è determinata dalla resistenza shunt:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 98})$$

1.9.2 Ricavare i parametri

Dall'espressione della corrente nelle condizioni di corto circuito e circuito aperto, la corrente foto generata I_{ph} e la corrente inversa di saturazione I_0 possono essere espresse:

$$I_{ph} = I_0 * \exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s * V_t}\right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 99})$$

Inserendo l'equazione 99 nella 74, otteniamo:

$$I_{sc} = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s * V_t}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc} * R_s}{n_s * V_t}\right) \right] + \frac{V_{oc} - R_s * I_{sc}}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 100})$$

Il secondo termine fra parentesi quadre può essere trascurato se paragonato al primo, quindi si ha

$$I_{sc} = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s * V_t}\right) \right] + \frac{V_{oc} - R_s * I_{sc}}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 101})$$

E risolvendo l'equazione rispetto a I_0 , otteniamo:

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc} * R_s}{R_{sh}} \right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{n_s * V_t}\right) \quad (\text{Eq. 102})$$

Le equazioni 99 e 102 possono essere inserite nella 95, la quale diventa:

$$I_{mpp} = \left(I_{sc} - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} * R_s - I_{sc} * R_s}{R_{sh}} \right) - \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc} * R_s}{R_{sh}} \right) \exp\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} * R_s - V_{oc}}{n_s * V_t}\right) \quad (\text{Eq. 103})$$

Questa espressione contiene ancora tre parametri incogniti: R_s , R_{sh} , e A . La derivata della potenza rispetto alla tensione, in condizioni MPP, può essere scritta come:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + \frac{dI}{dV} V \quad (\text{Eq. 104})$$

In tal modo, per ottenere la derivata della potenza al punto MPP, la derivata dell'equazione 103 rispetto alla tensione dovrebbe essere trovata:

Comunque l'espressione 103 è un'equazione trascendente e necessita di metodi numerici per essere risolta rispetto a I_{mpp} , e può essere scritta nella seguente forma:

$$I = f(I, V) \quad (\text{Eq. 105})$$

Dove $f(I, V)$ è il la 105 si ha:

$$dI = dI \frac{\partial f(I, V)}{\partial I} + dV \frac{\partial f(I, V)}{\partial V} \quad (\text{Eq. 106})$$

La derivata della corrente rispetto alla tensione risulta:

$$\frac{dI}{dV} = \frac{\frac{\partial f(I, V)}{\partial V}}{1 - \frac{\partial f(I, V)}{\partial I}} \quad (\text{Eq. 107})$$

Dalla equazione 104 e 107 risulta poi:

$$\frac{dP}{dV} = Impp + \frac{Vmpp \frac{\partial f(I, V)}{\partial V}}{1 - \frac{\partial f(I, V)}{\partial I}} \quad (\text{Eq. 108})$$

Da qui sopra si ha (in condizioni di mpp):

$$\frac{dP}{dV} = Impp + Vmpp \frac{\frac{(IscRsh - Voc + IscRs) \exp \frac{Vmpp + ImppRs - Voc}{ns * Vt}}{ns * Vt * Rsh} - \frac{1}{Rsh}}{1 + \frac{(IscRsh - Voc + IscRs) \exp \frac{Vmpp + ImppRs - Voc}{ns * Vt}}{ns * Vt * Rsh} + \frac{Rs}{Rsh}} \quad (\text{Eq. 109})$$

Adesso ci sono due equazioni, la 103 e la 109, con 3 incognite.

L'equazione 98 può essere usata come terza equazione, quindi le equazioni 98, 108 e 109 portano a :

$$-\frac{1}{Rsh} = \frac{\frac{(IscRsh - Voc + IscRs) \exp \frac{Vmpp + ImppRs - Voc}{ns * Vt}}{ns * Vt * Rsh} - \frac{1}{Rsh}}{1 + \frac{(IscRsh - Voc + IscRs) \exp \frac{Vmpp + ImppRs - Voc}{ns * Vt}}{ns * Vt * Rsh} + \frac{Rs}{Rsh}} \quad (\text{Eq. 110})$$

Adesso è possibile determinare i tre parametri igniti: Rs, A e Rsh usando le equazioni 103, 109 e 110.

Sebbene queste equazioni non permettano di separare le incognite e risolverle analiticamente, esse sono risolte con metodi numerici.

1.9.3 Costruzione della caratteristica del modello

La lista dei parametri di input contiene i valori dati nei datasheets. Considerando un modulo BP-MSX120 abbiamo come dati di input:

- $I_{sc}=3.87$ A
- $I_{mpp}=3.56$ A
- $V_{mpp}=33.7$ V
- $P_{mpp}=120$ W
- $K_v=-0.160\pm 0.01$
- $K_p=-0.5\pm 0.05$
- $N_s=72$
- $R_s=0.47$ Ω
- $R_{sh}=1365$ Ω
- $A=1.397$

Tutti i parametri sopra sono considerati in STC e sono dati dai datasheets, eccetto gli ultimi tre che sono stati calcolati sempre a partire dai valori dei datasheets come mostrato nella sezione precedente.

1.9.4 Espressioni di I_{ph} e I_o

Per iniziare a costruire il modello vengono date le espressioni di I_{ph} e I_o sempre nelle STC, ricavate dalle eq.94 e 96:

$$I_o = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc}R_s}{R_{sh}} \right) \exp \frac{V_{oc}}{n_s V_t} \quad (\text{Eq. 111})$$

$$I_{ph} = I_o * \exp \frac{V_{oc}}{n_s V_t} + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 112})$$

Per includere in queste equazioni l'effetto dell'ambiente esterno, come la temperatura e l'irraggiamento, vanno completate con i termini corrispondenti.

1.9.5 Dipendenza dall'irraggiamento

Entrambi i termini di corrente di corto circuito e foto generata sono considerati direttamente proporzionali all'irraggiamento G :

$$\begin{aligned} I_{sc}(G) &= I_{sc} * G \\ I_{ph}(G) &= I_{ph} * G \end{aligned} \quad (\text{Eq. 113})$$

1.9.6 La dipendenza della Voc dalla temperatura e dall'irraggiamento

Per tener conto della dipendenza dall'irraggiamento la Voc può essere espressa dalla eq.96 come:

$$V_{oc}(G) = \ln\left(\frac{I_{ph}(G)R_{sh} - V_{oc}(G)}{I_0 * R_{sh}}\right) n_s * V_t \quad (\text{Eq. 114})$$

L'equazione qui sopra necessita, per la sua risoluzione, un metodo numerico come quello di Newton-Raphson: il risultato è ottenuto dopo alcune iterazioni, usando la Voc nelle STC.

La tensione di circuito aperto Voc mostra una dipendenza lineare dalla temperatura:

$$V_{oc}(T) = V_{oc} + k_V(T - T_{stc}) \quad (\text{Eq. 115})$$

1.9.7 Dipendenza della Isc dalla temperatura

La corrente di corto circuito dipende linearmente dalla temperatura:

$$I_{sc}(T) = I_{sc}\left(1 + \frac{k_I}{100}(T - T_{stc})\right) \quad (\text{Eq. 116})$$

1.9.8 Dipendenza dalla temperatura della Io

In accordo con quanto sostenuto da Castaner e Silvestre [137] la corrente di buio non dipende dalle condizioni di irraggiamento, ma mostra una forte dipendenza dalla temperatura.

Si può esprimere una relazione che lega la Io in modo non lineare alla temperatura:

$$J_0 = BT^{XTI} * \exp\left(-\frac{E_g}{kT}\right) \quad (\text{Eq. 117})$$

Dove J_0 è la densità di corrente, B e X_{TI} sono costanti indipendenti dalla temperatura e E_g è l'energy gap del materiale semiconduttore.

1.9.9 Modello proposto per I_0

Questo lavoro propone l'inclusione della dipendenza dalla temperatura di I_0 aggiornando i parametri che compaiono nella relazione 111 con la loro dipendenza dalla temperatura:

$$I_0(T) = \left(I_{sc}(T) - \frac{V_{oc}(T) - I_{sc}(T)R_s}{R_{sh}} \right) \exp \frac{V_{oc}(T)}{n_s V_t} \quad (\text{Eq. 118})$$

La dipendenza dei parametri nella 111 è data nei datasheets.

1.9.10 Dipendenza dalla temperatura della I_{sc}

Come mostrato prima, la corrente foto generata in funzione della temperatura è:

$$I_{ph}(T) = I_0(T) * \exp \frac{V_{oc}(T)}{n_s V_t} + \frac{V_{oc}(T)}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 119})$$

Dopo aver implementato il modello qui proposto in matlab si è notato un buon grado di accordo con le specifiche date dal costruttore nel datasheets.

2 GENESI PARAMETRI

2.1 FOTOCORRENTE

Quando la cella viene esposta alla luce la sua caratteristica corrente-tensione mostra la comparsa del termine J_{ph} di corrente fotogenerata. In tutti i modelli precedentemente esposti nulla si è però detto sulle relazioni analitiche che consentono di stimare il termine J_{ph} .

La corrente fotovoltaica generata dalla giunzione p-n illuminata può essere calcolata per via teorica secondo il modello proposto da H. J. Hovel [32], in cui la densità di corrente fotovoltaica J_{ph} viene calcolata secondo la relazione (120):

$$J_{ph} = q \int_0^{\infty} F(\lambda) S_{r_{ext}}(\lambda) d\lambda \quad (\text{Eq. 120})$$

Dove:

$F(\lambda)$ è la densità di fotoni incidenti nell'unità di tempo, di superficie e lunghezza d'onda visibile in Figura 2.24 insieme al suo integrale;

$S_{r_{ext}}(\lambda)$ è la risposta spettrale esterna;

q è la carica dell'elettrone;

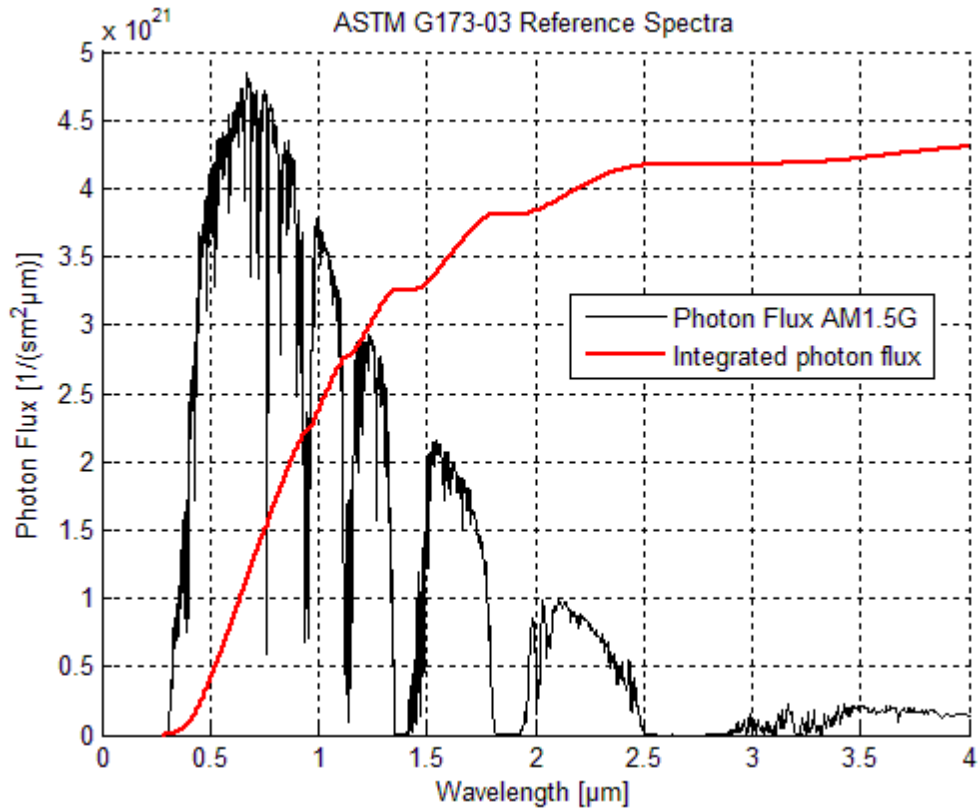


Figura 2.1-. Andamento della densità $F(\lambda)$ di fotoni incidenti sulla superficie terrestre per spettro AM1.5G. In rosso è mostrato l'integrale della curva.

La risposta spettrale esterna è data a sua volta dall'espressione 121 congiuntamente alla 122:

$$S_{r_{ext}}(\lambda) = S_{r_{int}}(\lambda)[1 - R(\lambda)] \quad (\text{Eq. 121})$$

$$S_{r_{int}}(\lambda) = \frac{J_p(\lambda)}{qF(\lambda)(1-R(\lambda))} + \frac{J_n(\lambda)}{qF(\lambda)(1-R(\lambda))} + \frac{J_{dr}(\lambda)}{qF(\lambda)(1-R(\lambda))} \quad (\text{Eq. 122})$$

Dove:

- $R(\lambda)$ rappresenta la perdita per riflessione in funzione della lunghezza d'onda;
- $J_p(\lambda)$ densità di corrente di elettroni raccolta dallo strato p della giunzione p-n;
- $J_n(\lambda)$ densità di corrente di lacune raccolta dallo strato n della giunzione p-n;
- $J_{dr}(\lambda)$ densità di corrente raccolta dalla depletion region;

Le relazioni seguenti 123, 124 e 125 consentono il calcolo rispettivamente di $J_p(\lambda)$, $J_n(\lambda)$, $J_{dr}(\lambda)$:

$$J_p(\lambda) = \frac{qF(1-R)\alpha L_n}{(\alpha^2 L_n^2 - 1)} \left[\frac{(\frac{S_n L_n}{D_n} + \alpha L_n) - \exp^{-\alpha x_j} (\frac{S_n L_n}{D_n} \cosh \frac{x_j}{L_n} + \sinh \frac{x_j}{L_n})}{\frac{S_n L_n}{D_n} \sinh \frac{x_j}{L_n} + \cosh \frac{x_j}{L_n}} - \alpha L_n \exp^{-\alpha x_j} \right] \quad (\text{Eq. 123})$$

$$J_p(\lambda) = \frac{qF(1-R)\alpha L_p}{(\alpha^2 L_p^2 - 1)} \exp^{-\alpha(x_j+w)} \left[\alpha L_p - \frac{\frac{S_p L_p}{D_p} (\cosh \frac{H'}{L_p} \exp^{-\alpha H'} + \sinh \frac{H'}{L_p} + \alpha L_p \exp^{-\alpha H'})}{\frac{S_p L_p}{D_p} \sinh \frac{H'}{L_p} + \cosh \frac{H'}{L_p}} \right] \quad (\text{Eq. 124})$$

$$J_{dr}(\lambda) = qF(1-R)\exp^{-\alpha x_j} [1 - \exp^{-\alpha w}] \quad (\text{Eq. 125})$$

In Figura 2.2 è invece mostrata la densità cumulativa di corrente fotogenerata J_{ph} calcolata secondo la relazione 120.

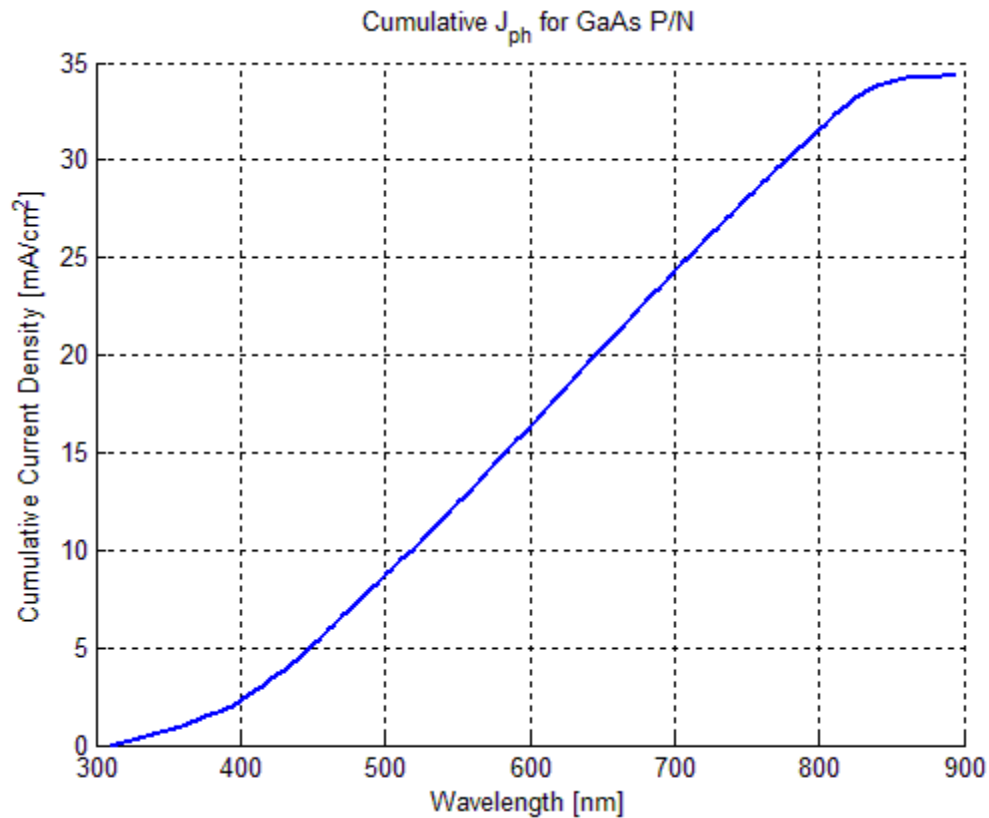


Figura 2.2-Densità di corrente cumulativa fotogenerata calcolata secondo (2.18) per una cella p-n a singola giunzione in GaAs.

Nelle relazioni 123, 124 e 125) $\alpha(\lambda)$ rappresenta il coefficiente di assorbimento del semiconduttore in funzione della lunghezza d'onda.

L , S e D invece rappresentano rispettivamente la lunghezza di diffusione dei portatori [μm], la velocità di ricombinazione superficiale [$\text{cm}\cdot\text{s}^{-1}$] e il coefficiente di diffusione [$\text{cm}^2\cdot\text{s}^{-1}$] per i due strati p e n; x_j , w e H' rappresentano lo spessore della regione neutra dello strato p, lo spessore della *depletion region* e quello della regione neutra dello strato n[35].

2.2 CORRENTE DI BUIO E CIRCUITO APERTO

Quando un carico viene connesso al dispositivo una differenza di potenziale si sviluppa ai terminali della cella.

Questa differenza di potenziale genera una corrente che è in direzione opposta della foto corrente generata dalla cella, mentre la corrente “netta” viene ridotta a partire dal valore di corto circuito.

Questa corrente, che scorre in senso opposto, viene chiamata “corrente di buio” in analogia con la corrente che circola nel dispositivo quando sottoposto a una tensione al buio.

Le celle fotovoltaiche nel buio si comportano come un diodo, ammettendo una corrente maggiore quando polarizzata direttamente ($V > 0$) rispetto a quando è inversamente polarizzata ($V < 0$).

Questo comportamento è una caratteristica delle celle fv, perchè la giunzione asimmetrica ha bisogno di raggiungere un certo livello di separazione di carica.

Per un diodo ideale la “dark current” varia come:

$$J_{dark}(V) = J_0(\exp^{qV/KbT} - 1) \quad (\text{Eq. 126})$$

Dove J_0 è costante, Kb è la costante di Boltzmann e T la temperatura in gradi Kelvin.

La complessiva corrente tensione di risposta della cella costituisce la sua caratteristica corrente tensione, la quale può essere approssimata come la somma della corrente di corto e la corrente di buio.

Questo passaggio è noto come “approssimazione di sovrapposizione”.

Sebbene la corrente inversa che fluisce in risposta alla tensione in una cella illuminata non è formalmente uguale alla corrente che scorre quando la cella è in “buio”, l’approssimazione è ragionevole per la maggior parte dei materiali che vanno a costituire la cella.

La convenzione di segno per la corrente e la tensione è positiva come la foto corrente generata.

Con questa convenzione la densità di corrente netta è:

$$J(V) = J_{sc} - J_{dark}(V) \quad (\text{Eq. 127})$$

Che diventa, per un diodo ideale:

$$J = J_{sc} - J_0(\exp^{qV/KbT} - 1) \quad (\text{Eq. 128})$$

Quando i contatti sono isolati, la differenza di potenziale raggiunge il suo massimo valore: la tensione di circuito aperto V_{oc} .

Questa è la condizione equivalente di quando la corrente di buio e la foto corrente in cortocircuito si elidono.

Per un diodo ideale, dalla eq. 128 si ricava la V_{oc} :

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{J_{sc}}{J_0} + 1 \right) \quad (\text{Eq. 129})$$

Questa relazione mostra che la V_{oc} cresce logicamente con l'intensità della luce.

Si noti che la tensione è definita in modo che il foto voltaggio si verifica quando $V > 0$.

La Figura 2.3 mostra che il prodotto corrente per tensione è positivo e le celle generano potenza, quando la tensione è compresa fra zero e V_{oc} .

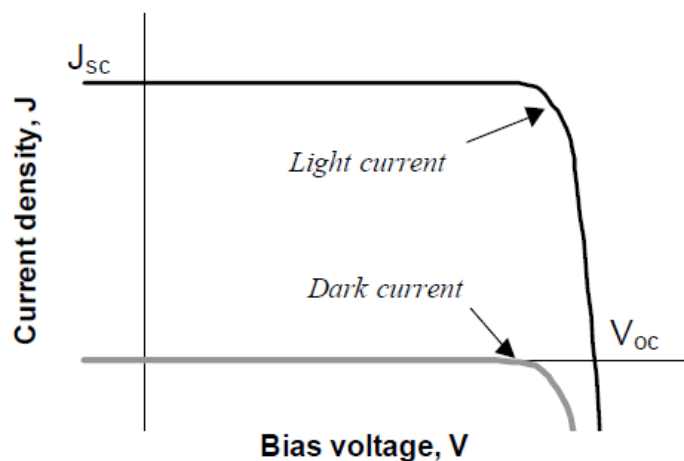


Figura 2.3-Curve I-V diodo ideale per cella illuminata e al buio. Il prodotto $V \cdot I$ è positivo quando la cella genera potenza.

Quando $V < 0$ il dispositivo illuminato dissipa potenza perchè la corrente fotogenerata è dipendente dalla luce ma non dalla polarizzazione.

Mentre, quando $V > V_{oc}$, il dispositivo consuma potenza di nuovo: questo è il regime del modo di operare dei "light emitting diode" meglio conosciuti come led.

Dal punto di vista elettrico, la cella fotovoltaica è equivalente ad un generatore in parallelo ad un componente resistivo, non lineare e asimmetrico come un diodo

Quando illuminata la cella ideale produce una foto corrente I_{ph} proporzionale all'intensità della luce.

Questa foto corrente è divisa in tra il diodo e il carico ai morsetti della cella stessa in funzione di un rapporto fra carico e livello d'irraggiamento.

Per alte resistenze la corrente che fluisce attraverso il diodo sarà maggiore, facendo risultare una più alta differenza di potenziale ai morsetti della cella, ma con una minor corrente attraverso il carico.

2.3 RESISTENZE PARASSITE

Nella cella reale la potenza prodotta è dissipata attraverso la resistenza dei contatti e attraverso le correnti di dispersione sui lati del dispositivo. Questi effetti sono equivalenti due resistenze parassite: una in serie (R_s) e l'altra in parallelo (R_{sh}) con la cella (Figura 2.4).

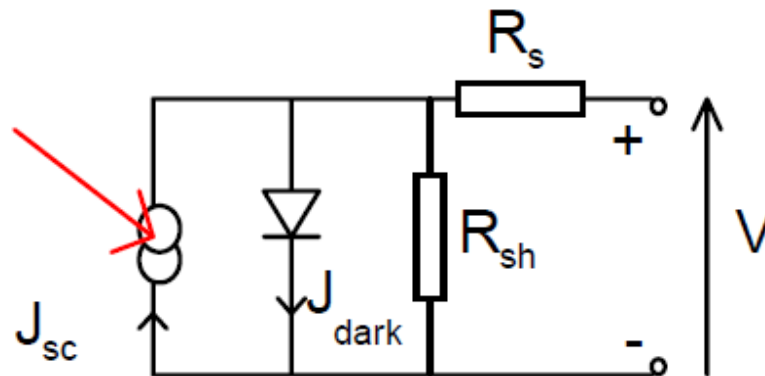


Figura 2.4-Circuito equivalente con resistenze parassite (R_s, R_{sh})

La resistenza serie deriva dalla resistenza del materiale di cui è costituita la cella al flusso di corrente, particolarmente attraverso la superficie frontale dei contatti e dai contatti stessi.

Questa resistenza serie è un problema per alte densità di corrente per istanti sotto luce concentrata.

La resistenza in parallelo (R_{sh}) deriva dalle correnti di dispersione attraverso la cella, sui confini del dispositivo e tra i contatti di differente polarità.

Le resistenze serie e parallelo riducono il fill factor, per avvicinarci alle condizioni di idealità vorremmo una R_s piccola e una R_{sh} grande.

Ricordiamo che il fill factor è calcolato come: $FF = P_{mp} / (I_{sc} \cdot V_{oc})$.

2.4 COMPORTAMENTO NON IDEALE DEL DIODO

Il comportamento ideale del diodo non si riscontra nella realtà.

Il fattore di idealità descrive come il diodo reale segue l'equazione ideale del diodo[33].

Il metodo che ci permette di arrivare alla equazione del diodo ideale usa delle premesse che nella pratica reale non possono essere considerate: il fattore di idealità del diodo fornisce un modo per descrivere questo comportamento "non-ideale".

L'equazione ideale assume che tutte le ricombinazioni accadono non nella giunzione. Con questa ipotesi si giunge alla relazione 130 con un fattore di idealità del diodo (m) pari a 1.

$$I = I_{sc} - I_0(\exp^{qV/mkT} - 1) \quad (\text{Eq. 130})$$

Tuttavia la ricombinazione si verifica anche nelle altre direzioni e nelle altre aree del dispositivo cella.

Il fattore m è un ottimo tool per esaminare la ricombinazione nel dispositivo.

Nelle celle fotovoltaiche reali il fattore di idealità dipende dalla tensione sulla cella, esso può essere dato come funzione di V oppure come valore singolo.

Dato che m varia con la tensione, se viene dato come valore deve essere indicato il range di tensione entro il quale esso è valido.

Seppur vi siano una serie di problemi che emergono nel processo di misura del fattore di idealità, si può notare come a basse tensioni esso assuma valori pari a 1.

Il valore di m tipicamente cade nell'intervallo fra 1 e 2.

Per notare la dipendenza dalla tensione del fattore di idealità[34]:

$$I = I_0 * \exp^{qV/mkT} \quad (\text{Eq. 131})$$

Che è l'equazione del diodo, e poi:

$$\ln(I) = \ln(I_0) + \left(\frac{qV}{mkT}\right) \quad (\text{Eq. 132})$$

E si esplicita m :

$$m = \frac{qV}{(\ln(I) - \ln(I_0))kT} \quad (\text{Eq. 133})$$

2.5 EFFICIENZA

Il regime operativo della cella fotovoltaica è quello fra le tensioni 0 e V_{oc} , dove la cella genera potenza.

La densità di potenza della cella è data da:

$$P = JV \quad (\text{Eq. 134})$$

La P raggiunge il massimo nel punto di *maximum power point* (mpp).

Ciò accade ad una tensione V_m con una densità di corrente corrispondente di J_m .

Il fill factor è definito dal rapporto:

$$FF = \frac{J_m V_m}{J_{sc} V_{oc}} \quad (\text{Eq. 135})$$

E descrive l'essere quadrato o meno della caratteristica I-V.

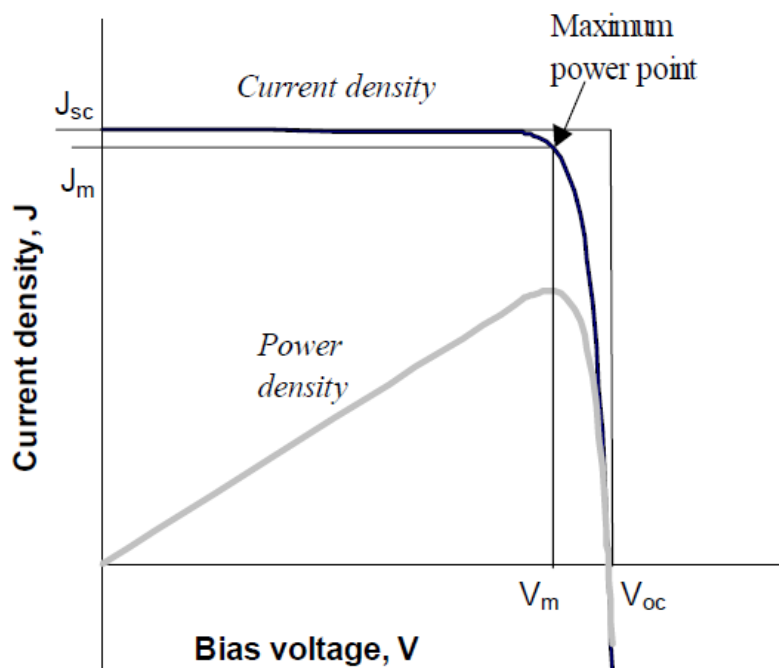


Figura 2.5-Curva I-V (nera) e P-V (grigia) di una cella FV ideale. Se il FF fosse pari ad 1 la curva I-V seguirebbe il rettangolo più esterno.

L'efficienza η della cella è definita come il rapporto della densità di potenza (oppure della potenza, basta moltiplicare per l'area) fratto la densità di potenza della luce incidente P_s .

$$\eta = \frac{JmVm}{P_s} \quad (\text{Eq. 136})$$

La quale può essere messa in relazione con J_{sc} e V_{oc} tramite il fill factor FF:

$$\eta = \frac{J_{sc}V_{oc}FF}{P_s} \quad (\text{Eq. 137})$$

Queste quattro quantità (J_{sc} , V_{oc} , FF e η) giocano un ruolo chiave per la descrizione della caratteristica/performance di una cella fotovoltaica.

Tutti e quattro i parametri dovrebbero essere definiti per particolari condizioni di illuminazione.

Le performance dei più comuni materiali con cui si costruiscono le celle sono illustrate nella Figura 2.6:

Cell Type	Area (cm ²)	V _{oc} (V)	J _{sc} (mA/cm ²)	FF	Efficiency (%)
crystalline Si	4.0	0.706	42.2	82.8	24.7
crystalline GaAs	3.9	1.022	28.2	87.1	25.1
poly-Si	1.1	0.654	38.1	79.5	19.8
a-Si	1.0	0.887	19.4	74.1	12.7
CuInGaSe ₂	1.0	0.669	35.7	77.0	18.4
CdTe	1.1	0.848	25.9	74.5	16.4

Figura 2.6-Prestazioni di alcuni tipi di celle FV.

Questa tabella mostra che i materiali per celle fv con una alta J_{sc} tendono ad avere una V_{oc} più bassa.

Questa è una conseguenza del materiale usato, e particolarmente dal *band-gap* del semiconduttore utilizzato.

2.6 METODI PER LA DETERMINAZIONE DI R_s

I metodi descritti sotto[36] conducono a determinare la resistenza serie del modello a cinque parametri, mentre la resistenza di shunt è considerata infinita[36].

Metodo statico

Usando il modello a singolo diodo e costruendo la caratteristica al buio.

R_s può essere dedotta come valore dal gap, sull'asse delle tensioni, tra la curva e la linea di diffusione[37].

Metodo dinamico

Usando il modello a singolo diodo, si ottiene la seguente espressione per la resistenza dinamica[37]:

$$r_d = \frac{dV}{dI} = \frac{mkT}{qI} - R_s \quad (\text{Eq. 138})$$

La resistenza serie è determinata dall'intersezione della curva $r_d = f(1/I)$ con l'asse r_d .

Metodo della pendenza al punto ($V_{oc}, 0$)

In condizioni di illuminazione costante e usando il modello a un diodo, la R_s è determinata dalla relazione:

$$R_s = \frac{dV}{dI} = \frac{mkT}{q} \frac{1}{I_{ph} + I_0} \quad (\text{Eq. 139})$$

Metodo delle due caratteristiche

È un metodo che usa due caratteristiche IV ricavate alla stessa temperatura ma in due diversi livelli di illuminazione, come in Figura 2.7:

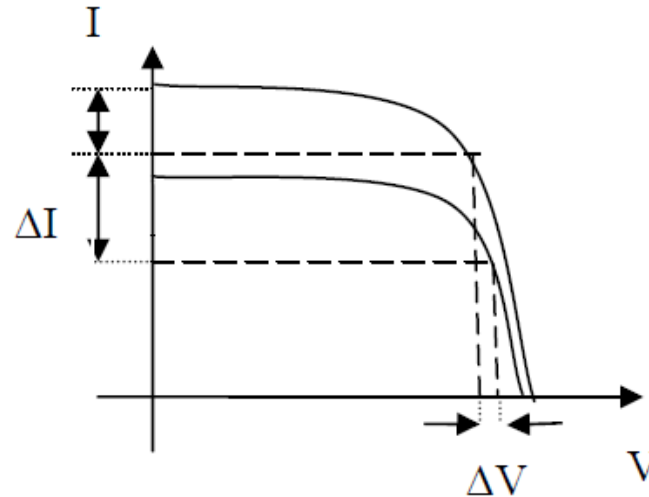


Figura 2.7-Curve I-V utilizzate per determinare la resistenza serie.

La resistenza serie verrà ricavata dal rapporto:

$$R_s = \frac{\Delta V}{\Delta I_{sc}} \quad (\text{Eq. 140})$$

Metodo del punto di massima potenza

Sempre usando il modello a singolo diodo e la caratteristica IV per un singolo livello di illuminazione.

La resistenza serie può essere determinata dalle relazioni 141 e 142:

$$R_s = \frac{V_m}{I_m} - \frac{1}{B(I_{ph} - I_m)} \quad (\text{Eq. 141})$$

$$B = \frac{[I_m / (I_{ph} - I_m)] + \ln[(I_{ph} - I_m) / I_{ph}]}{2V_m - V_{oc}} \quad (\text{Eq. 142})$$

Dove $I_{ph} \sim I_{sc}$.

Metodo dell'area

Usando l'equazione 8 R_s è calcolata come:

$$R_s = 2 \left(\frac{V_{oc}}{I_{sc}} - \frac{A}{I_{sc}^2} - \frac{qI_{sc}R_s}{qI_{sc}} \right) \quad (\text{Eq. 143})$$

Dove: A è l'area tra la caratteristica IV e l'asse delle V e delle I.

Metodo del punto di massima potenza semplificato

Utilizzando sempre il modello a singolo diodo e, tenendo conto di ambedue le resistenze parassite, la resistenza serie può essere trovata dalla seguente relazione:

$$R_s = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} - \frac{V_m}{I_m} \quad (\text{Eq. 144})$$

Così un valore di R_s può essere ottenuto da una singola curva IV.

Metodo dell'area generalizzato

Per questo metodo è necessario costruire la caratteristica IV per tre diversi livelli di illuminazione e calcolare l'area A (quella fra la caratteristica IV, l'asse delle I e delle V) per ciascuna curva.

In questo metodo la resistenza di shunt non è trascurata.

Le due resistenze, serie e shunt, possono essere trovate risolvendo il sistema costituito da equazione 145 e 147:

$$\rho = \left(\frac{I_{sc}}{2V_{oc}} \right) R_s + \left(\frac{1}{V_{oc}} \right) \gamma m + \left(\frac{V_{oc}}{2I_{sc}} \right) g - \left(\frac{1}{I_{sc}} \right) \gamma g m \quad (\text{Eq. 145})$$

Dove:

$$\rho = \left(\frac{I_{sc}V_{oc} - A}{I_{sc}V_{oc}} \right); \quad \gamma = \left(\frac{kT}{q} \right) \quad (\text{Eq. 146})$$

$$g = \frac{1}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 147})$$

Metodo del modello a due diodi

Usando la formula 145 la quale deriva dall'equazione che descrive il modello equivalente a due diodi, la resistenza serie può essere trovata come:

$$R_s = -\left(\frac{\partial I}{\partial V}\right)^{-1} - \left(\frac{q}{mkT} I_p h\right)^{-1} \quad (\text{Eq. 148})$$

Per il coefficiente m vengono accettati valori normalmente pari a 1 e 2, determinando in questo modo, rispettivamente, un valore sottostimato di R_s e uno sovrastimato.

Il valore più corretto di R_s è ottenuto utilizzando la media dei due valori.

3 PARTIAL SHADING

3.1 MODELLO POLARIZZAZIONE NEGATIVA

Per la descrizione del comportamento elettrico di una cella fotovoltaica uno tra i modelli più comunemente usati è quello a due diodi.

Per le celle che assumono una tensione negativa è necessario un altro modello[38], diverso da quelli visti finora: emerge il bisogno di descrivere nel modello la regione di breakdown del diodo quando esso diviene, per i meccanismi che vedremo avanti, polarizzato negativamente.

La tensione su una cella fotovoltaica potrebbe diventare negativa qualora vi sia una non-uniforme illuminazione di quest'ultima, specialmente quando essa si trova in condizioni di ombreggiamento parziale.

Precedentemente un modello che già teneva conto di questo comportamento "anomalo" (per quanto riguarda la funzione della cella che in questo caso è quella di essere polarizzata direttamente e quindi produrre energia) fu sviluppato da Bishop nel 1988 [39].

Questo modello può essere adattato al modello a due esponenziali offrendo una ottimale descrizione delle condizioni per la descrizione della caratteristica della cella solare.

Il modello qui' proposto offre una formulazione molto generale, inoltre vengono utilizzati dei metodi numerici per ottenere la soluzione delle equazioni del modello.

Il modello a due diodi è profondamente utilizzato come circuito equivalente.

Le celle fotovoltaiche di un generatore possono divenire polarizzate negativamente a causa delle ombre parziali.

Se non sono previsti dei diodi di by-pass a protezione della cella, essa potrebbe raggiungere valori negativi di tensioni vicini a quello di break down del diodo.

Normalmente il fenomeno di break down non è tenuto conto nei normali modelli visti finora, nemmeno in quello a due esponenziali.

Questo nuovo modello include un termine aggiuntivo, il quale descrive il fenomeno di break down del diodo per alti valori della tensione negativa.

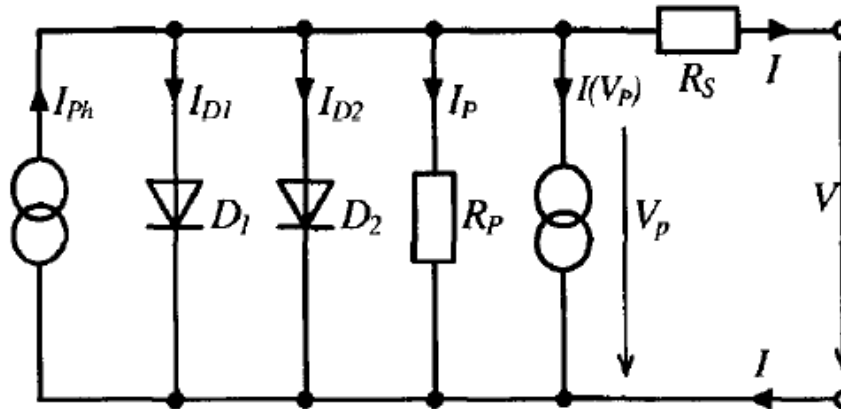


Figura 3.1-Circuito equivalente del modello tenendo conto della polarizzazione negativa della cella FV.

Le equazioni di Kirchoff ai nodi ($0 = f(V, I)$) ci permettono di descrivere la seguenti relazioni:

$$0 = I_{ph} - I_{01} \left(\exp \left(\frac{V+IR_s}{m_1 V_T} \right) - 1 \right) - I_{01} \left(\exp \left(\frac{V+IR_s}{m_1 V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} - I - a(V + IR_s) \left(1 - \frac{V+IR_s}{V_{Br}} \right)^{-n} \quad (\text{Eq. 149})$$

Questa equazione differisce da quella usuale del modello a due diodi per l'ultimo termine a secondo membro.

Questo termine in più può generare corrente sopra il valore della foto corrente I_{ph} generata normalmente.

Tale corrente appare durante il fenomeno di break down quando vi sono valori di tensione fortemente negativi [40].

La foto corrente, l'energy gap e la corrente di saturazione del diodo sono in dipendenza della temperatura: questi parametri variano se varia la temperatura.

Inoltre la foto corrente è proporzionale all'irraggiamento sulla superficie della cella.

Il comportamento elettrico della cella in funzione del modello appena descritto è rappresentato dalla Figura 3.2.

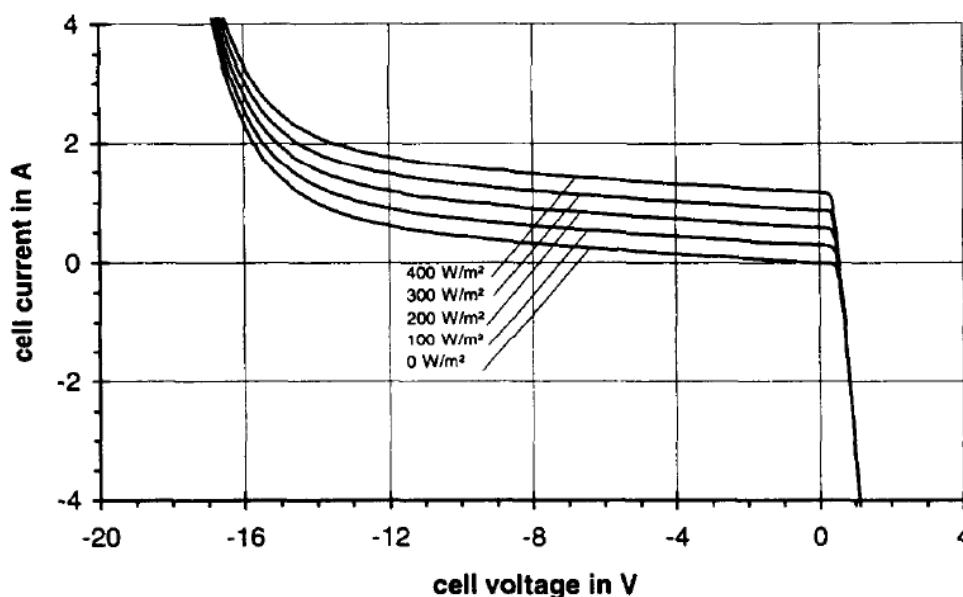


Figura 3.2-Caratteristiche I-V (su tutti i 4 quadranti) di una cella Si-pc ad irraggiamento differente

Per poter modellizzare l'eq.149 il valore della corrente I , per un dato valore di V , deve essere calcolato individualmente.

Visto che l'equazione della cella non è nella forma esplicita, essa richiede l'impiego di metodi numerici per giungere alla sua soluzione.

Per una data tensione V la corrente I è determinata come radice dell'equazione 149. Per poter fare ciò è stato preso in considerazione un metodo di Newton-Raphson modificato (Mathews,[41]) che contiene delle considerazioni che lo pongono in una condizione di miglior sfruttabilità rispetto al metodo tradizionale.

Le principali considerazioni di questo algoritmo vengono descritte brevemente.

Partendo da un valore iniziale di corrente I_0 , viene eseguita l'iterazione seguente:

$$I_{i+1} = I_i - \frac{f(V, I_i)}{\frac{\partial f(V, I_i)}{\partial I}} \quad (\text{Eq. 150})$$

Il procedimento iterativo termina quando sono soddisfatte una serie di condizioni.

Ricavando il valore della derivata dell'eq.149 $\frac{\partial f(V, I_i)}{\partial I}$ esso può essere sostituito nella relazione che permette di calcolare il valore di corrente dell'iterazione seguente.

Questo tipo di algoritmo può essere implementato con facilità nel computer.

Il metodo di Newton-Raphson ha il vantaggio di essere veloce, cioè la soluzione può essere calcolata in alcuni step iterativi.

Nella regione di break down del diodo questo metodo di Newton-Raphson va in difficoltà in quanto converge

alla soluzione molto lentamente e può addirittura divergere se alcune scelte sfortunate dei valori iniziali.

La Figura 3.3 mostra la caratteristica IV di una cella policristallina 10*10 cm in condizioni di ombreggiamento totale.

L'algoritmo proposto sopra coincide con i punti misurati e si nota una buona descrizione della caratteristica IV in oggetto.

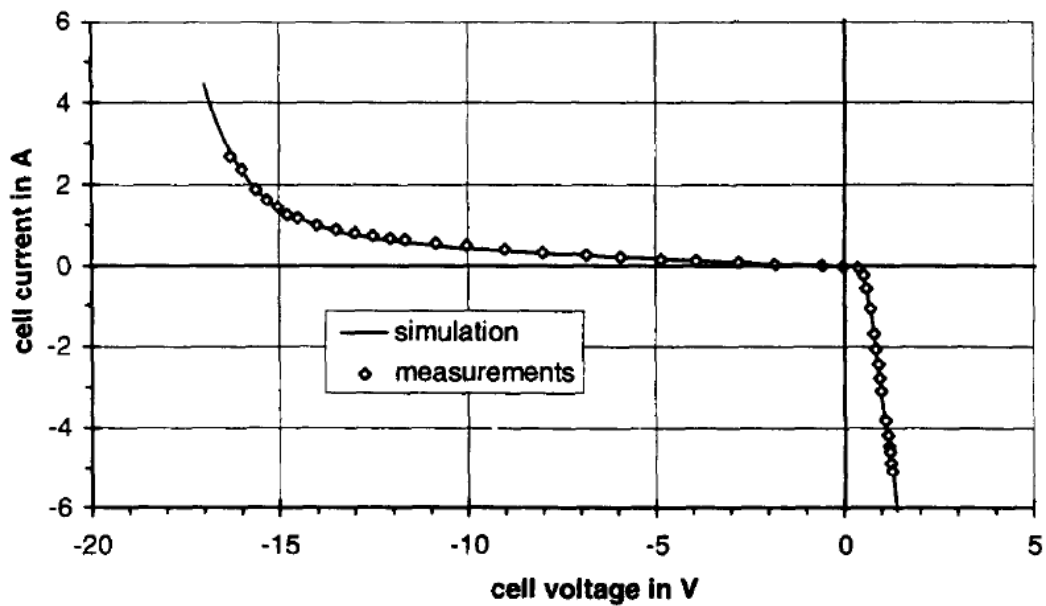


Figura 3.3-Confronto fra valori misurati e simulazione di una cella completamente ombreggiata.

3.2 OMBREGGIAMENTI SU ARRAYS CONNESSI IN SERIE

Al giorno d'oggi la maggior parte dei moduli sono costruiti con un certo numero di celle connesse in serie[42].

Per proteggere le celle da fenomeni distruttivi che si innescano quando la cella viene polarizzata negativamente in caso di ombreggiamento parziale, è utilizzato un diodo di bypass.

Ciascun diodo di bypass è connesso in parallelo ad un serie costituita da un certo numero di celle (dalle 15 alle 25 celle in serie, a seconda del costruttore).

Qui', a titolo d'esempio, l'azione del diodo di bypass è mostrata connettendo in serie due celle fv con differenti livelli di irraggiamento che sono connesse a un carico resistivo come illustrato in Figura 3.4.

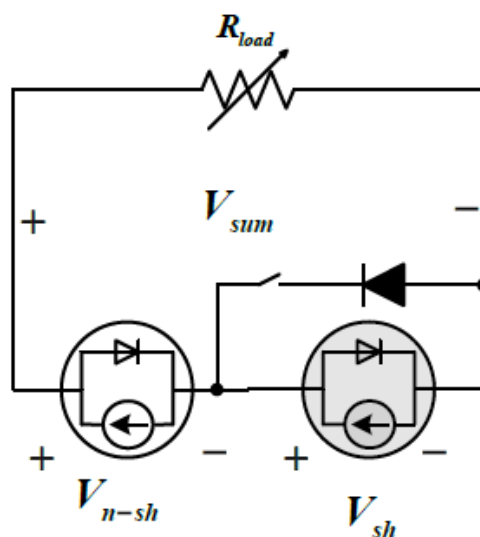


Figura 3.4-Due celle FV con diverso irraggiamento connesse in serie. La cella ombreggiata ha il diodo di bypass in parallelo.

È stato assunto che la cella meno illuminata ha un irraggiamento pari al 25% di quella completamente soleggiata.

Sono stati considerati due casi: il primo in cui le celle ombreggiate hanno un diodo di bypass, mentre nel secondo il diodo di bypass è stato rimosso.

Per quanto riguarda la prima configurazione, se si varia la resistenza del carico da valori molto grandi a zero la caratteristica è quella rossa mostrata in Figura 3.5.

Si noti che la tensione della cella ombreggiata va a zero quando la corrente di carico eccede il valore della corrente di corto circuito della cella ben illuminata.

Quindi, in funzione del valore del carico, qualora si venga a creare questa situazione la cella ombreggiata non da il suo contributo in potenza ad alimentare il carico.

Nel secondo caso la risultante caratteristica I-V è mostrata in Figura 3.6: quando il carico è più basso della corrente di corto circuito della cella ombreggiata il circuito si comporta regolarmente come nel caso precedente, ma se il carico aumenta e viene richiesta una corrente maggiore della corrente di corto circuito della cella ombreggiata, accade che quest'ultima diviene polarizzata inversamente (nella regione a tensione negativa) e quindi si comporta da utilizzatore di energia elettrica (anzichè da generatore) e vengono introdotte delle perdite.

In questa situazione l'equazione del modello canonico a singolo esponenziale viene modificata introducendo il termine $a(V + IR_s) \left(1 - \frac{V + IR_s}{V_{Br}}\right)^{-n}$.

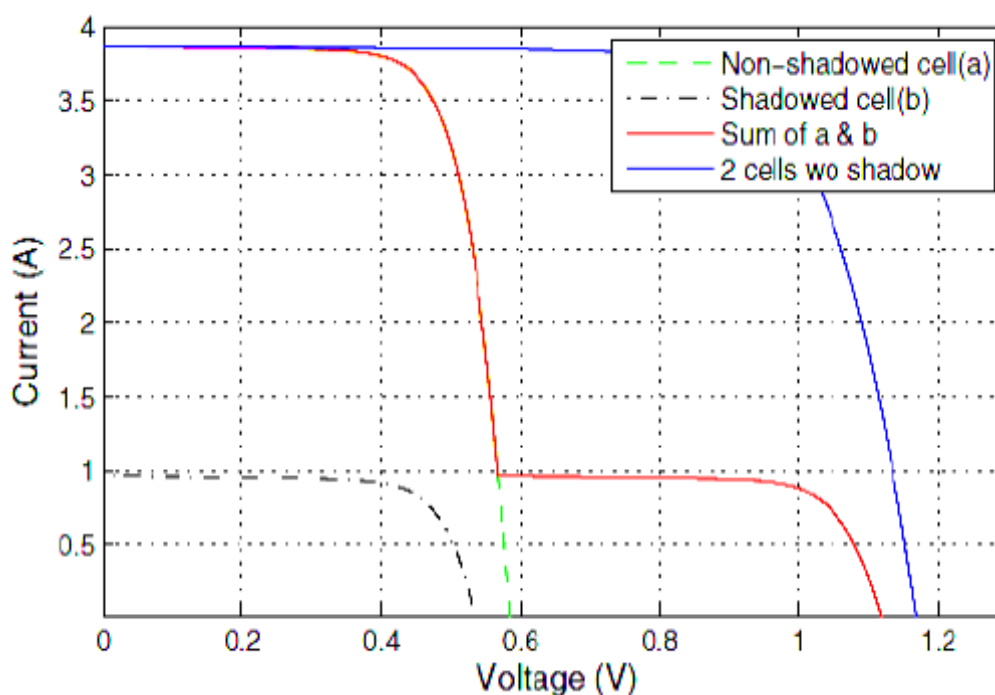


Figura 3.5-Caso con diodo di bypass

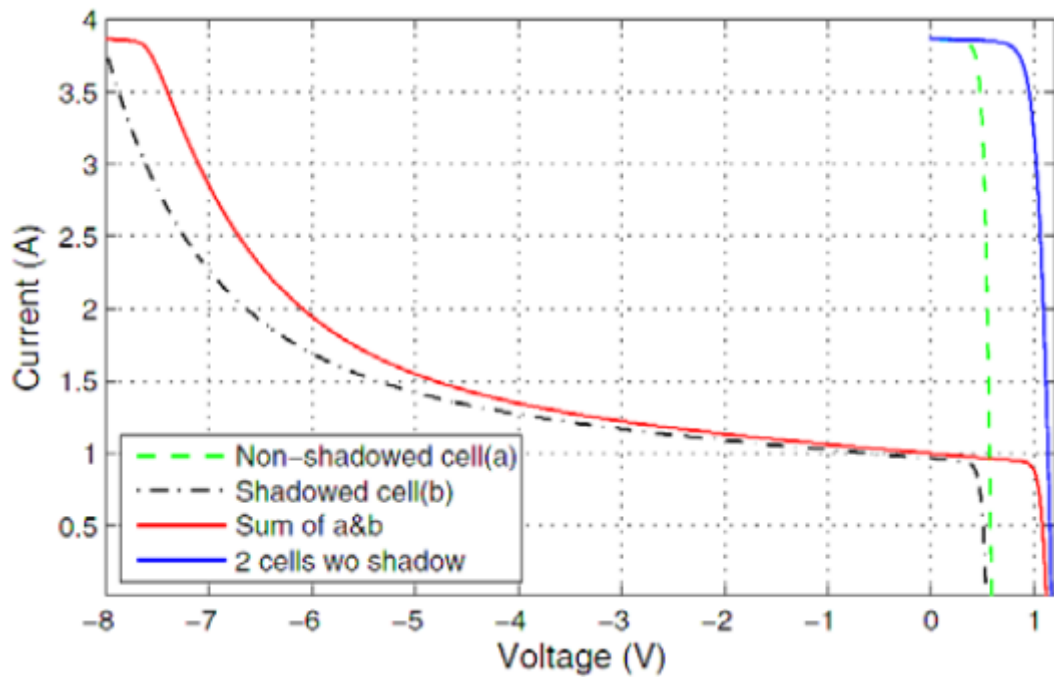


Figura 3.6-Caso senza diodo di bypass in antiparallelo.

La Figura 3.7 mostra la corrispondenza tensione-potenza nelle due situazioni analizzate, con in più il caso in cui ambedue le celle sono completamente illuminate.

Si noti che senza diodo di bypass il valore di mpp è ridotto di circa il 50%, mentre con l'impiego di tali diodi la caratteristica I-V risulta avere dei picchi multipli.

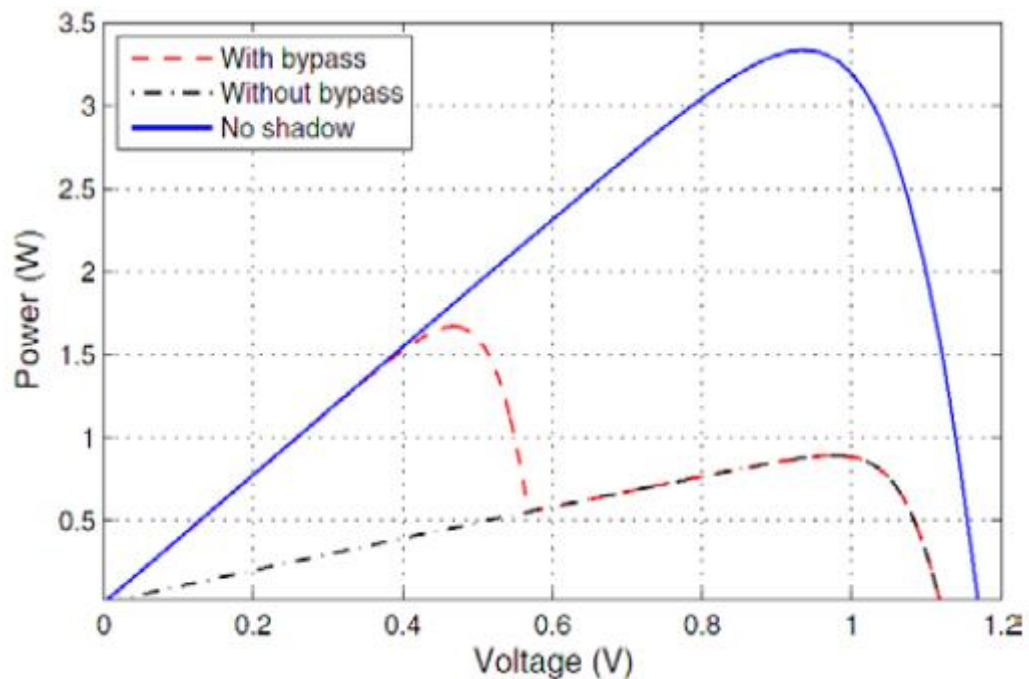


Figura 3.7-Curva P-V di due celle FV connesse in serie con e senza diodo di bypass.

3.3 PARTIAL SHADING SU MODULI FOTOVOLTAICI

Come menzionato poco fa è pratica comune raggruppare un certo numero di celle collegate in serie sotto un diodo di bypass: questa porzione di modulo viene chiamata sub modulo.

Per impianti FV di potenza rilevante, un certo numero di array FV sono connessi in parallelo.

Di seguito si analizza l'impatto dell'ombreggiamento parziale su una parte del modulo che, a sua volta, consiste in una serie di sub moduli protetti ciascuno da un diodo di bypass.

3.3.1 Partial shading su due submoduli connessi in serie

Consideriamo un modulo che consiste in due submoduli connessi in serie (ciascuno contenente 36 celle collegate in serie) con partial shading come in Figura 3.8.

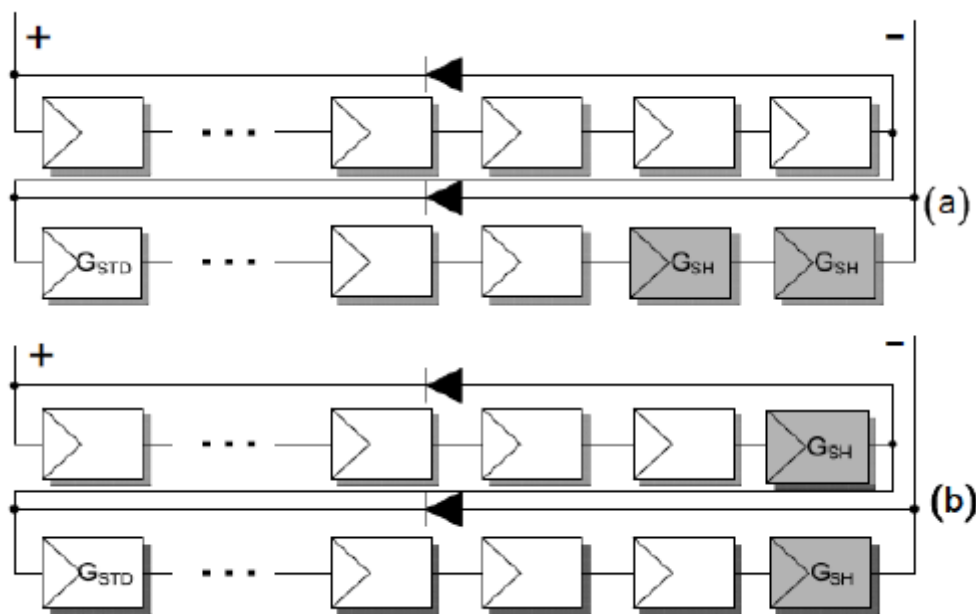


Figura 3.8-Connesione in serie di due submoduli: (a) due celle ombreggiate in un submodulo, (b) una cella ombreggiata per ciascun submodulo.

È stato assunto per semplicità che le celle illuminate e quelle ombreggiate hanno un irraggiamento di $G_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$ e $G_{sh} = 250 \text{ W/m}^2$ rispettivamente.

Inoltre i diodi di bypass hanno una caduta di tensione di $V_d=0.6\text{V}$ e una resistenza di $R_d=10\text{m}\Omega$.

Ombreggiando solo due celle si può causare una riduzione di potenza e la quantità persa dipende maggiormente da quali due celle vengono ombreggiate.

Anche qui' vengono considerati due casi: caso A dove le due celle ombreggiate appartengono allo stesso sub modulo e caso B in cui le due celle appartengono a diversi sub moduli.

Caso A:

In Figura 3.8 a le celle ombreggiate limiteranno la corrente di output del sub modulo, questo effetto è molto simile se l'intero base del sub modulo è ombreggiata.

Comunque, dato che vi sono i diodi di bypass in parallelo, il sub modulo non ombreggiato continua a produrre la piena potenza.

Questo comportamento è mostrato in Figura 3.9 e Figura 3.10.

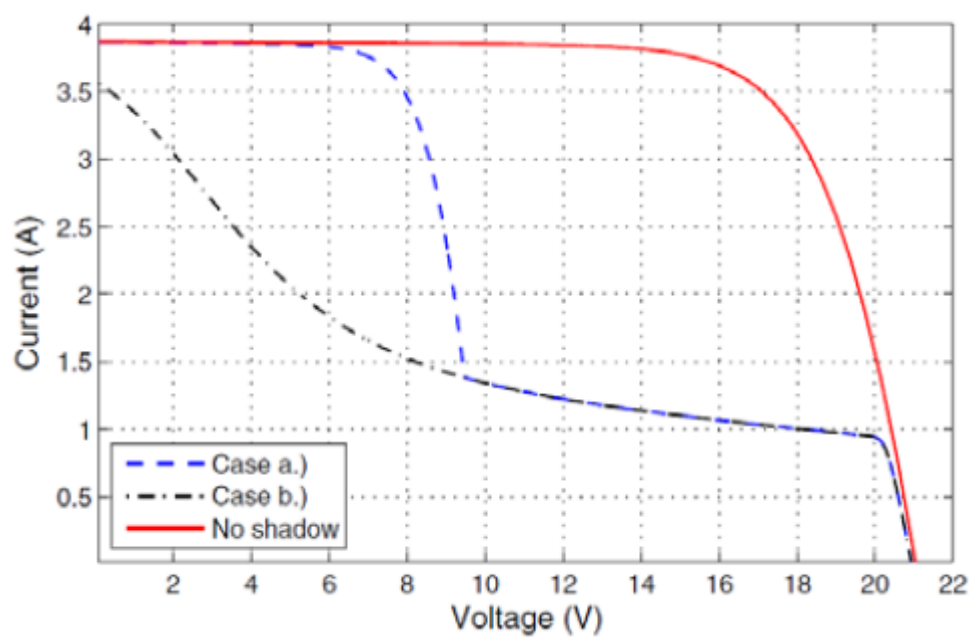


Figura 3.9-Caratteristica I-V di due submoduli ombreggati parzialmente connessi in serie.

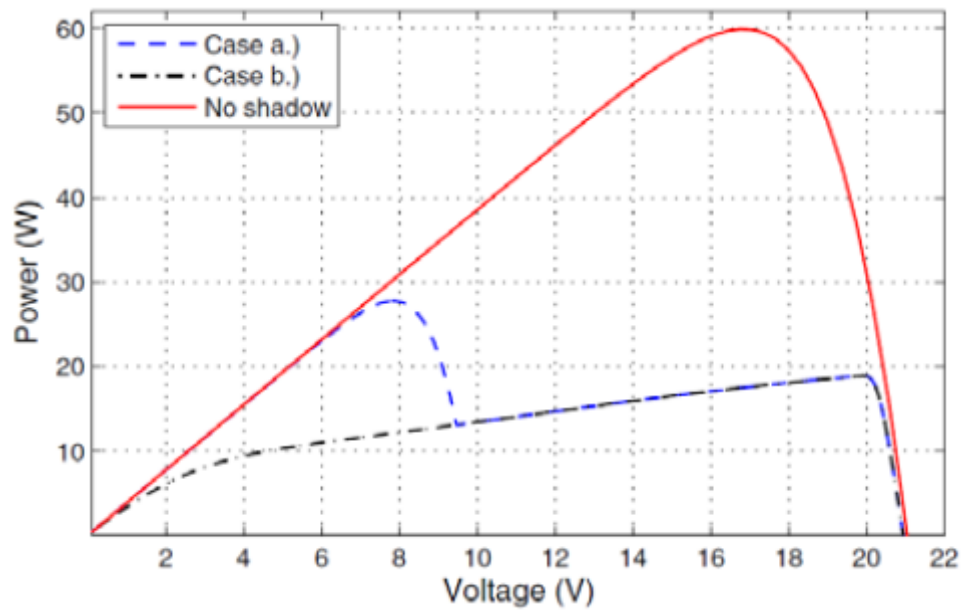


Figura 3.10-Caratteristica P-V di due submoduli parzialmente ombreggiati connessi in serie.

Caso B:

In Figura 3.8 b entrambi sub moduli hanno una cella ombreggiata, quindi la loro potenza in output sarà limitata nello stesso modo.

I diodi di bypass non avranno nessun effetto in questo caso.

La risultante caratteristica I-V e la curva P-V per questo caso sono mostrate in Figura 3.9 e Figura 3.10.

Riassumendo: se ombreggiamo solo 2 celle su 36 (meno del 6% della superficie totale), la riduzione di potenza nei casi A e B è del 50% e 70% rispettivamente.

È chiaramente dimostrato che è errato affermare che la massima potenza prodotta è proporzionale all'area non ombreggiata del modulo FV.

3.3.2 Partial shading su due submoduli connessi in parallelo

Questa configurazione considera gli stessi sub moduli descritti precedentemente , sempre con le due celle ombreggiate, ma questa volta sono collegati in parallelo come illustrato in Figura 3.11.

Ancora una volta vengono considerati i due casi A e B visti sopra e la Figura 3.12 mostra la caratteristica I-V e la curva tensione-potenza per queste configurazioni.

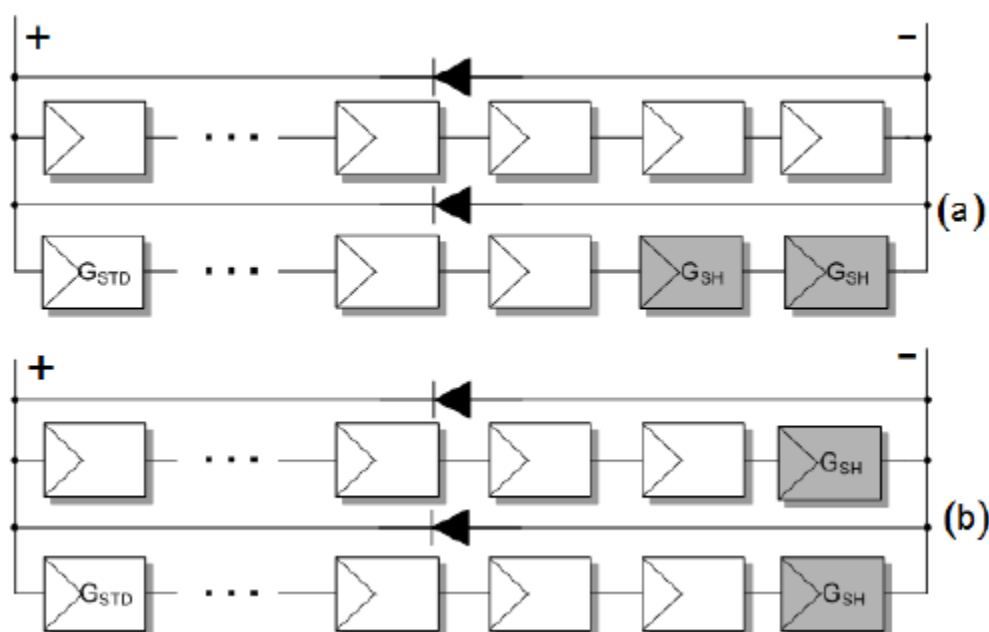


Figura 3.11-Configurazione in parallelo di due submoduli: (a) due celle ombreggiate in un submodulo, (b) una cella ombreggiata per ciascun submodulo.

Si noti che curva tensione-potenza del caso B è la stessa del caso B precedente, ovvero con i due sub moduli collegati in serie.

Invece, per quanto riguarda il caso A, si può notare che la massima potenza si riduce di solo il 35% (mentre nel caso A precedente si riduceva del 50%).

Questo è dovuto al fatto che l'output di corrente della cella è fortemente dipendente (linearmente) dall'irraggiamento.

Alternativamente, quando due sub moduli illuminati diversamente vengono connessi in parallelo, la relativa differenza della corrente del punto di massima potenza (MPP) è più grande della relativa differenza delle tensioni in corrispondenza del punto di MPP.

Quindi, in caso di connessione serie, se un submodulo lavora al suo MPP l'altro è lontano dal suo punto di massima potenza.

L'opposto è vero nel caso in cui i due sub moduli vengano collegati in parallelo, come in questo caso: se un sub modulo sta lavorando al suo punto MPP l'altro, avendo la stessa tensione,

lavorerà anch'esso in vicinanza del suo punto di massima potenza facendo risultare un MPP complessivamente più alto.

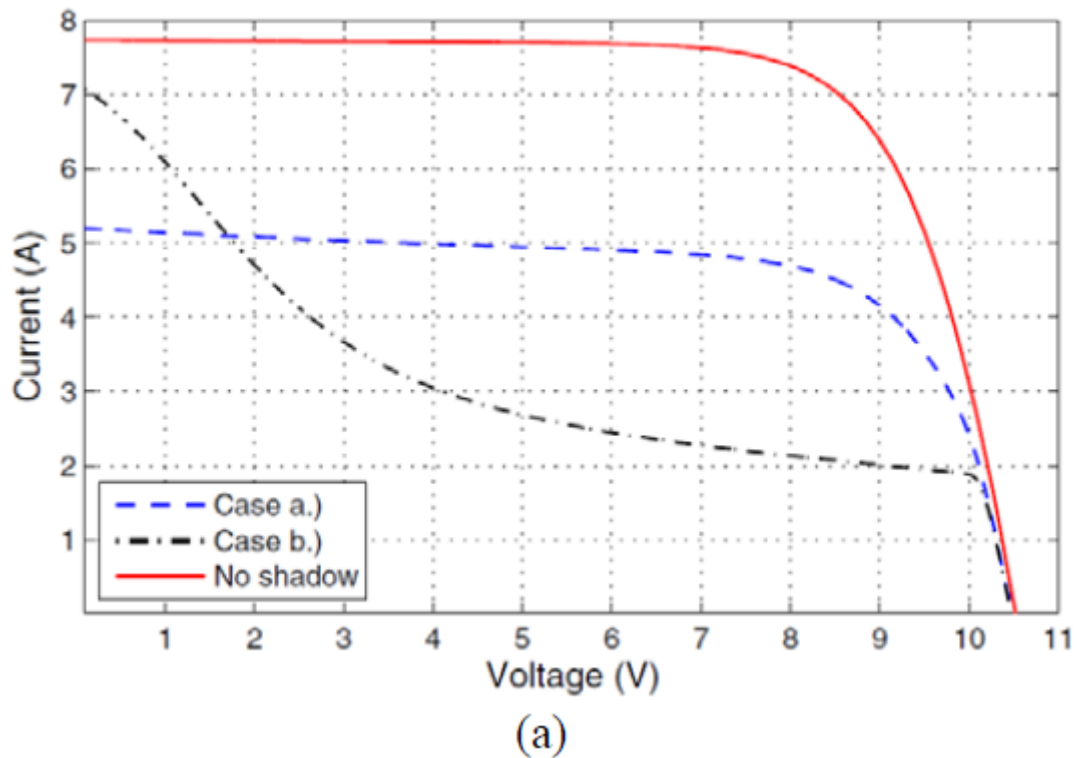
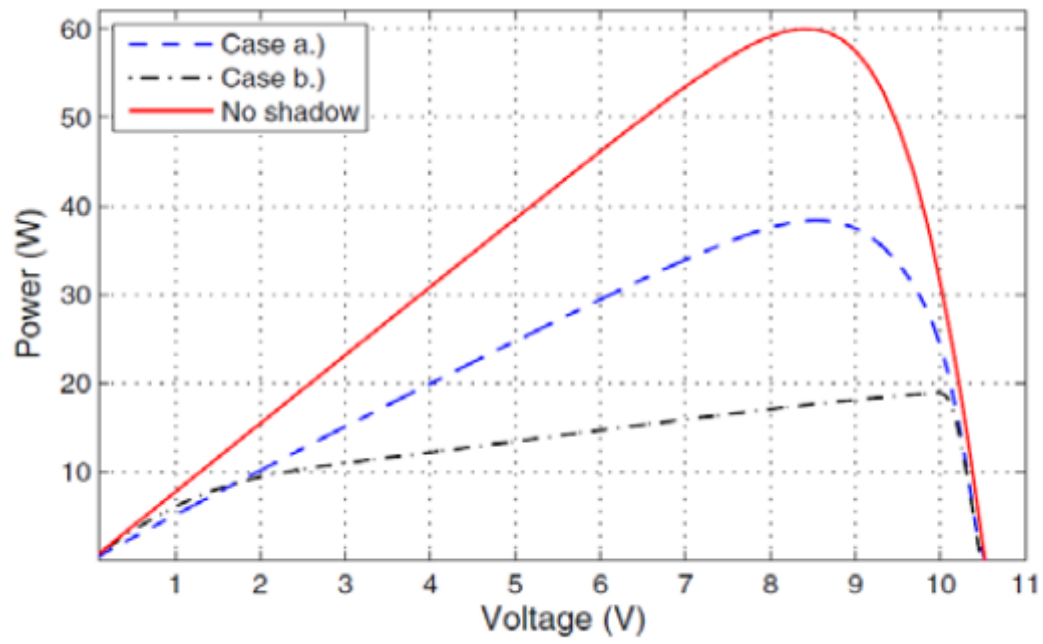


Figura 3.12-Caratteristica I-V di due submoduli parzialmente ombreggiati connessi in parallelo.



(b)

Figura 3.13-Caratteristica P-V di due submoduli parzialmente ombreggiati connessi in parallelo.

3.4 MECCANISMI DI INTERAZIONE CON I DIODI DI BYPASS

In relazione all'ombra che va a colpire il modulo, o meglio le celle costituenti il modulo, è fondamentale capire come e quando intervengono i diodi di bypass perchè il loro intervento o meno influisce sulla producibilità del modulo stesso[43].

Il diodo di bypass opera in polarizzazione inversa rispetto al loop della stringa.

La differenza di potenziale sulla cella ombreggiata dipende dalla ddp che c'è sulle celle illuminate facente parte dello stesso sub modulo, dalla tensione sul diodo di bypass e dal grado di ombreggiamento.

Questa relazione è illustrata dalla Figura 3.14.

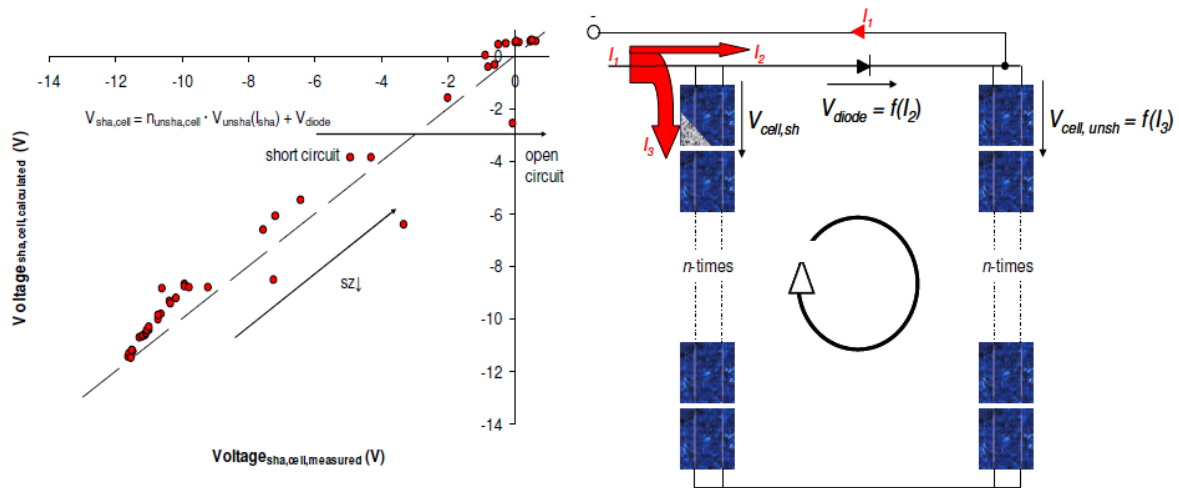


Figura 3.14-Confronto dei valori misurati in tensione con quelli calcolati sulla cella ombreggiata per differenti carichi applicati (sinistra). Tensioni alla maglia in un modulo con una cella ombreggiata (destra).

Nel caso di cella completamente ombreggiata si verifica inizialmente una ddp di -11.5V e di -10.1V ad equilibrio termico raggiunto.

La riduzione di tensione può essere attribuita a un coefficiente negativo di temperatura delle celle non ombreggiate nello stesso sub modulo costituenti la stringa di celle serie collegata in antiparallelo al diodo di bypass.

Fisicamente, la tensione sulla maglia soddisfa le legge di Kirchoff delle tensioni, cioè:

$$\sum_{k=1}^n V_k = 0 \quad (\text{Eq. 151})$$

Applicando questa formula alla maglia in considerazione otteniamo:

$$V_{sha,cell} - n_{unsha,cell} * V_{unsha,cell}(I_{sha}) - V_{diode}(I_{diode}) = 0 \quad (\text{Eq. 152})$$

Dove:

$V_{sha,cell}$ =tensione sulla cella ombreggiata

$n_{unsha,cell}$ =numero celle non ombreggiate

$V_{unsha,cell}(I_{sha})$ =tensione sulle celle non ombreggiate in funzione della corrente della maglia che contiene la cella ombreggiata

$V_{diode}(I_{diode})$ =tensione sul diodo in funzione della corrente di diodo

Dall'interpretazione della formula 152 si vede che la ddp sulla cella ombreggiata dipende primariamente dal numero di celle non ombreggiate presenti nel sub modulo.

Per quanto riguarda la spiegazione della corrente nel sub modulo con la cella ombreggiata si fa riferimento alla Figura 3.15.

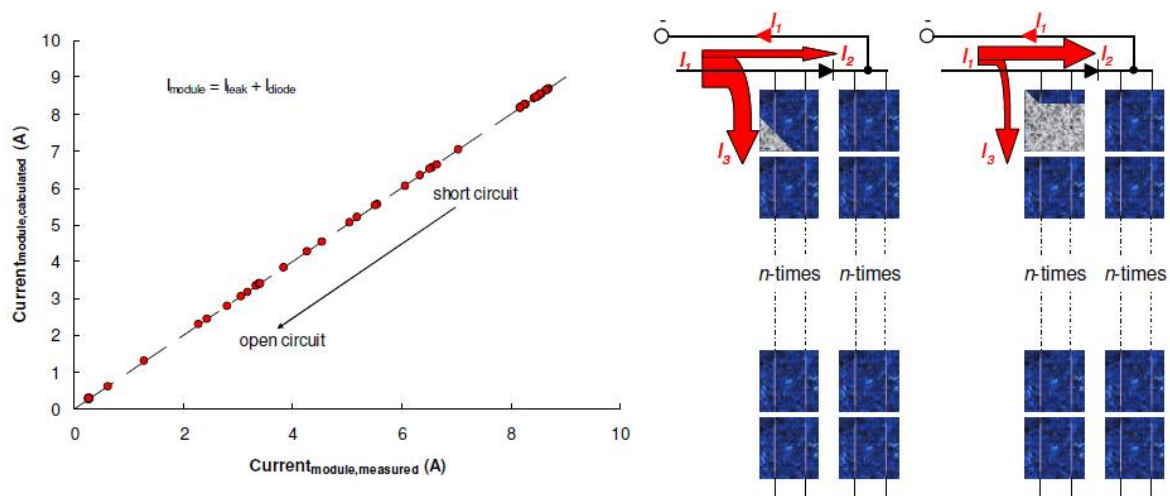


Figura 3.15-Confronto dei valori misurati in corrente con quelli calcolati sul modulo FV per differenti carichi applicati e differenti livelli di ombreggiamento (sinistra). Equilibrio delle correnti in un modulo con differenti livelli di ombreggiamento (destra).

Anche qui' la situazione è descritta dalla legge di Kirchoff delle correnti, ovvero:

$$\sum_{k=1}^n I_k = I \quad (\text{Eq. 153})$$

Applicando la legge al nostro modulo abbiamo:

$$I_{module} = I_{leak}(sz) + I_{diode} \quad (\text{Eq. 154})$$

Dove:

I_{module} = corrente che arriva dalle substringhe "sane" del modulo

$I_{leak}(sz)$ = corrente del sub modulo con cella ombreggiata, in funzione della percentuale di cella ombreggiata (sz)

I_{diode} = corrente che attraversa il diodo

In funzione della Figura 3.15 si nota che la corrente attraverso la cella ombreggiata aumenta in base allo "shadowing rate" sz.

Questo può essere spiegato con il fatto che in addizione alla corrente di leakage esiste anche la corrente foto generata I_{ph} che si sviluppa nella parte irraggiata della cella.

Per separare le due correnti in un colpo solo, corrente e tensione della cella ombreggiata sono fittate in base al modello a doppio esponenziale con il termine di estensione[44]:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(\exp \left(\frac{V+IR_s}{m_1 V_T} \right) - 1 \right) - I_{01} \left(\exp \left(\frac{V+IR_s}{m_1 V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} - a(V + IR_s) \left(1 - \frac{V+IR_s}{V_{Br}} \right)^{-n} \quad (\text{Eq. 155})$$

Con :

$$I_{leak} = \frac{V+IR_s}{R_{sh}} - a(V + IR_s) \left(1 - \frac{V+IR_s}{V_{Br}} \right)^{-n} \quad (\text{Eq. 156})$$

Nella Figura 3.16 sono mostrate le misure con il variare dello sz insieme alla curva di massima potenza tollerabile dalla cella:

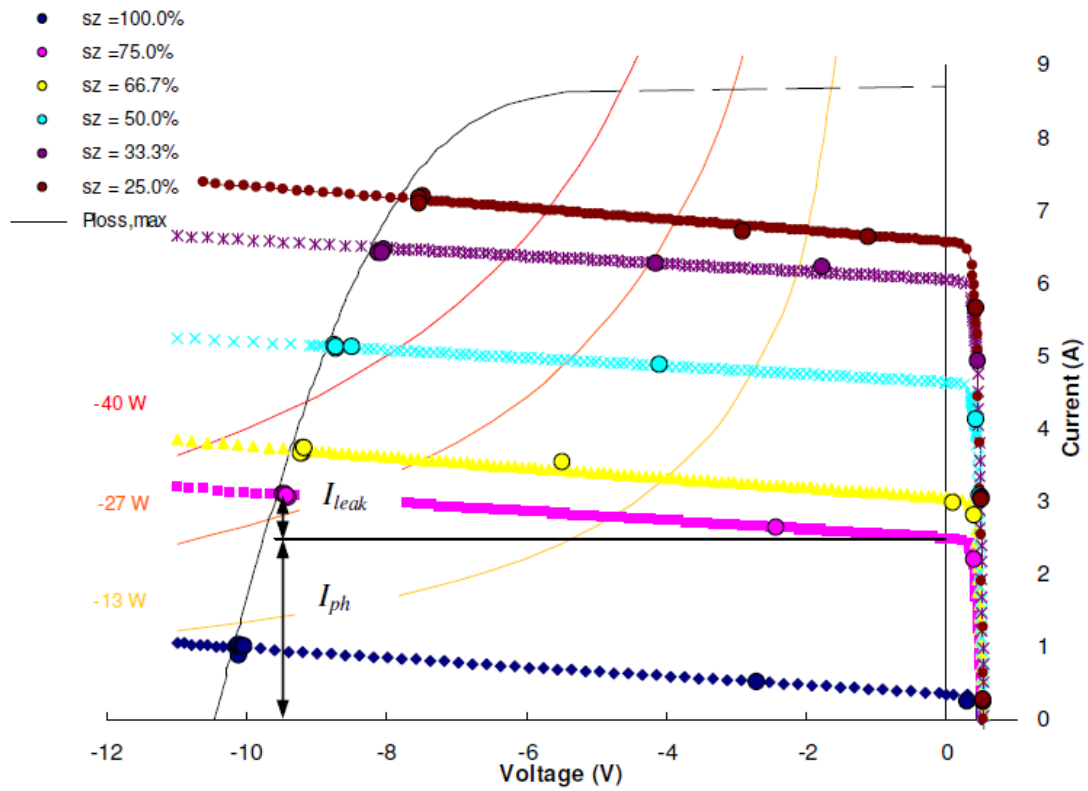


Figura 3.16-Curve I-V (complete di tratto di caratteristica a polarizzazione negativa) al variare della superficie ombreggiata (sz).

Questa immagine dimostra che la I_{ph} aumenta al diminuire dello sz, e diviene chiaro che con il diminuire dello shadowing rate la potenza persa tollerata dalla cella ombreggiata aumenta.

Il rapporto fra I_{leak} e I_{ph} in funzione della tensione della cella è riportato in Figura 3.17.

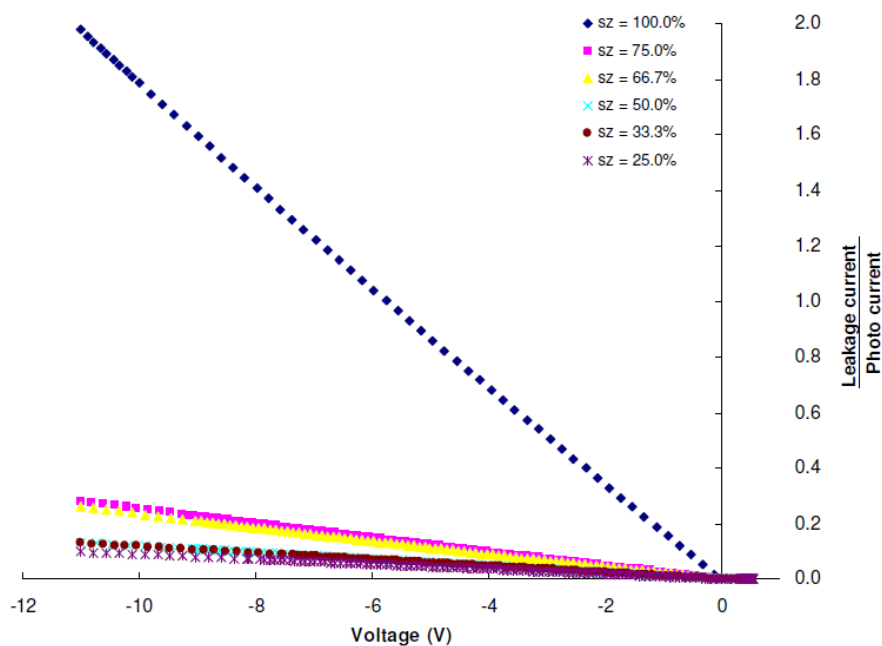


Figura 3.17-Rapporto fra leakage e I_{ph} in funzione della tensione della cella

Questa figura dimostra che per una cella interamente ombreggiata la corrente di leakage è dominante.

In caso di ombreggiamento parziale diventa preponderante la corrente foto generata I_{ph} .

L'influenza della tensione è chiaramente visibile e può essere affermato ad alte tensioni il rapporto corrente leakage- I_{ph} cresce.

Ciò è dovuto all'influenza della corrente di leakage perchè la I_{ph} è limitata alla parte irradiata della cella in polarizzazione inversa.

Causata da proprietà in omogenee (R_{sh} e V_{br}) della cella, la corrente di leakage è distribuita sulla parte buia e su quella illuminata della cella FV.

Per cella interamente ombreggiata è facile determinare la corrente perchè essa è alla corrente del sub modulo, per situazioni in cui vi è ombreggiamento parziale la corrente di leakage si divide tra la parte illuminata e quella in ombra (I_{leak2} ed I_{leak1}), i cui flussi sono mostrati in Figura 3.18:

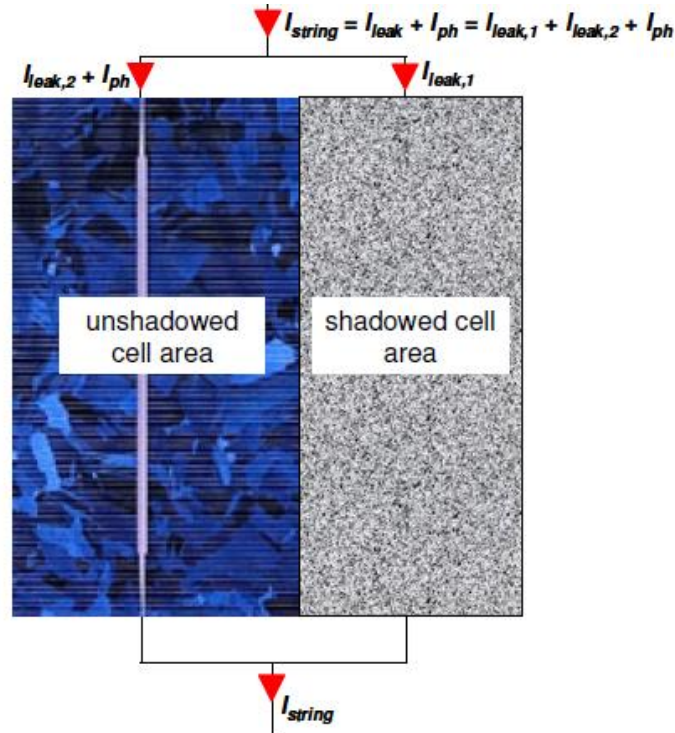


Figura 3.18-Equazione di Kirchoff delle correnti per la parte ombreggiata della cella e la parte illuminata della cella.

Attraverso ciò il seguente modello per la corrente può essere sviluppato:

$$I_{string} = I_{leak}(R_{sh}, V_{br}) + I_{ph}(sz, E_e) = I_{leak1}(R_{sh1}, V_{br1}) + I_{leak2}(R_{sh2}, V_{br2}) + I_{ph}(sz, E_e) \quad (\text{Eq. 157})$$

Da questa rappresentazione si può notare che la corrente di leakage è divisa nella parte illuminata e in quella ombreggiata.

Per determinare ciascuno dei due contributi della I_{leak} è stata misurata la distribuzione media di temperatura nella parte irraggiata e in quella all'ombra e la temperatura di riferimento del modulo illuminato $T_{ref,mean}$.

Le due componenti sono calcolati secondo la formula 158:

$$\frac{I_{leak2}}{I_{leak1}} = \frac{T_{2,mean}}{T_{1,mean}} - \frac{T_{ref,mean}}{T_{1,mean}} = \frac{T_{2,mean} - T_{ref,mean}}{T_{1,mean}} \quad (\text{Eq. 158})$$

3.5 MODELLO TEORICO MODULO FOTOVOLTAICO CON OMBREGGIAMENTO

Si è ritenuto significativo implementare il modello di un modulo parzialmente ombreggiato per vedere qualitativamente che cosa ci attendiamo, a livello di curve IV e PV, dalla campagna sperimentale.

Nello script Matlab sono stati utilizzati i dati delle celle identici a quelle che costituiscono i moduli realmente a disposizione in laboratorio.

Per quanto riguarda il modulo, per snellire il programma, si è deciso di costituirlo di 10 celle connesse in serie fra loro con due diodi di bypass.

Ciascun diodo di bypass individua una sottosezione di 5 celle collegate in serie fra loro.

Le configurazioni di ombreggiamento trattate da questo modello teorico sono a livello della singola cella.

Infatti si sono considerati i casi in cui una cella è oscurata per il 25%, 50%, 75% e 100% della sua superficie.

Nella Figura 3.19, Figura 3.20, Figura 3.21 e Figura 3.22 si riportano le curve IV e PV ottenute dal modello teorico per tali configurazioni di ombra.

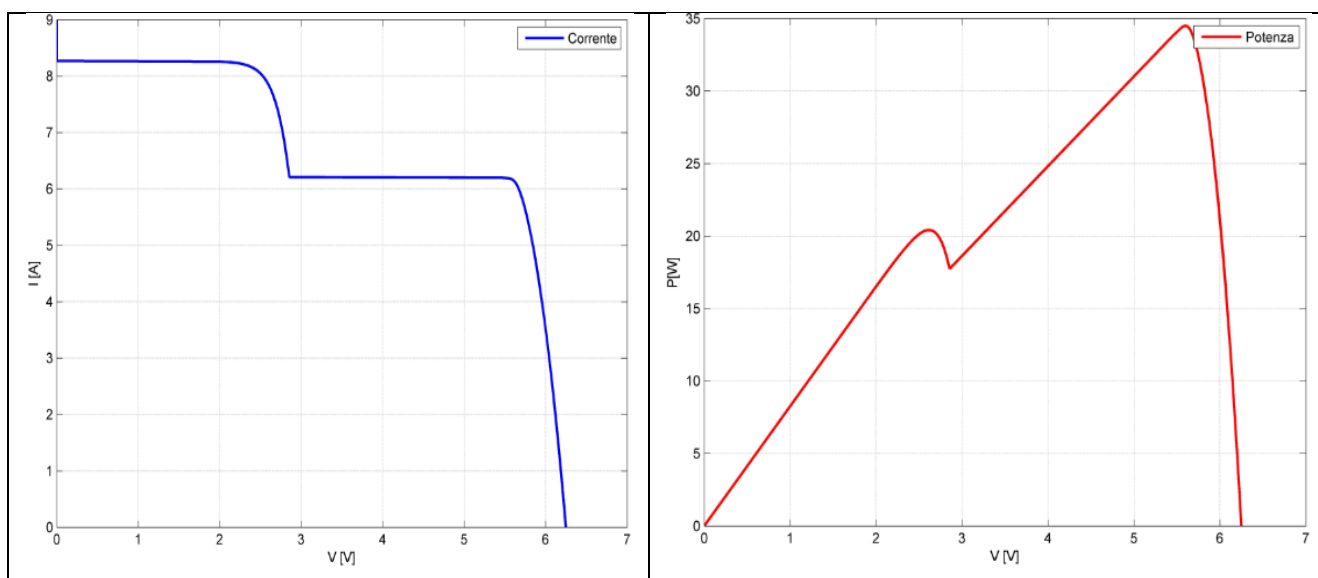


Figura 3.19-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 25%.

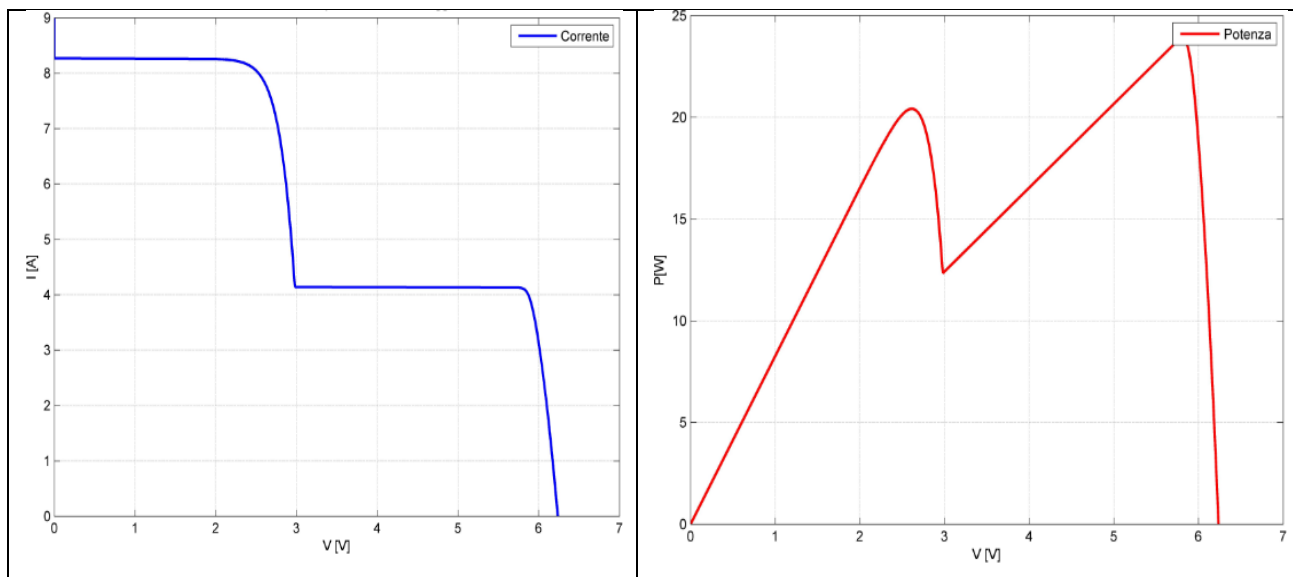


Figura 3.20-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 50%.

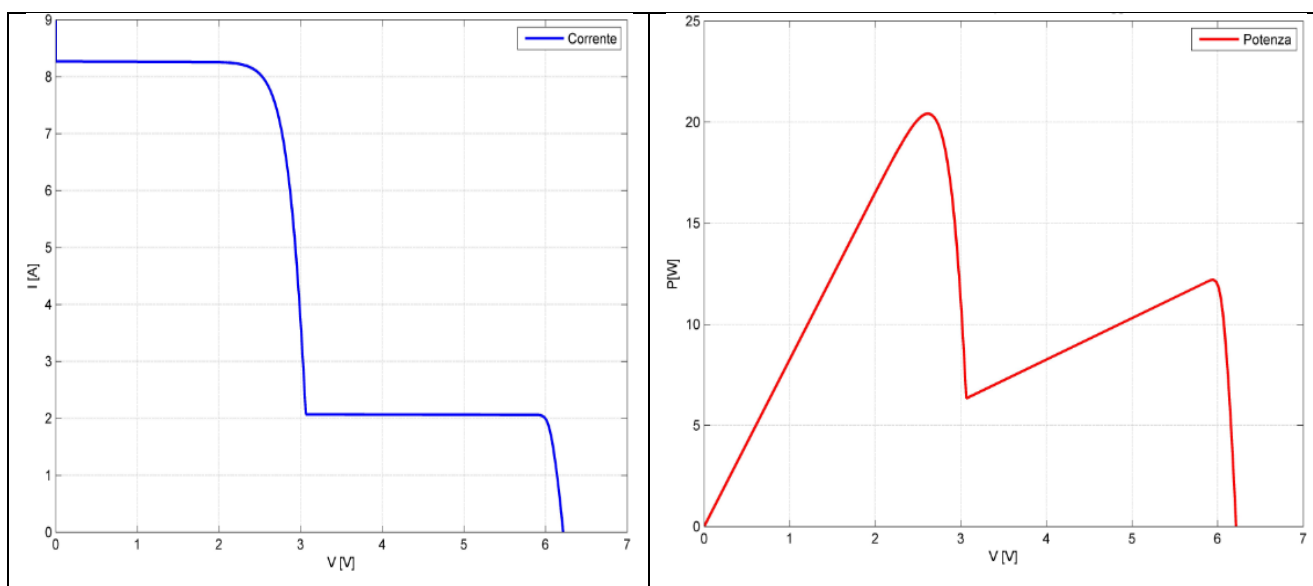


Figura 3.21-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 75%.

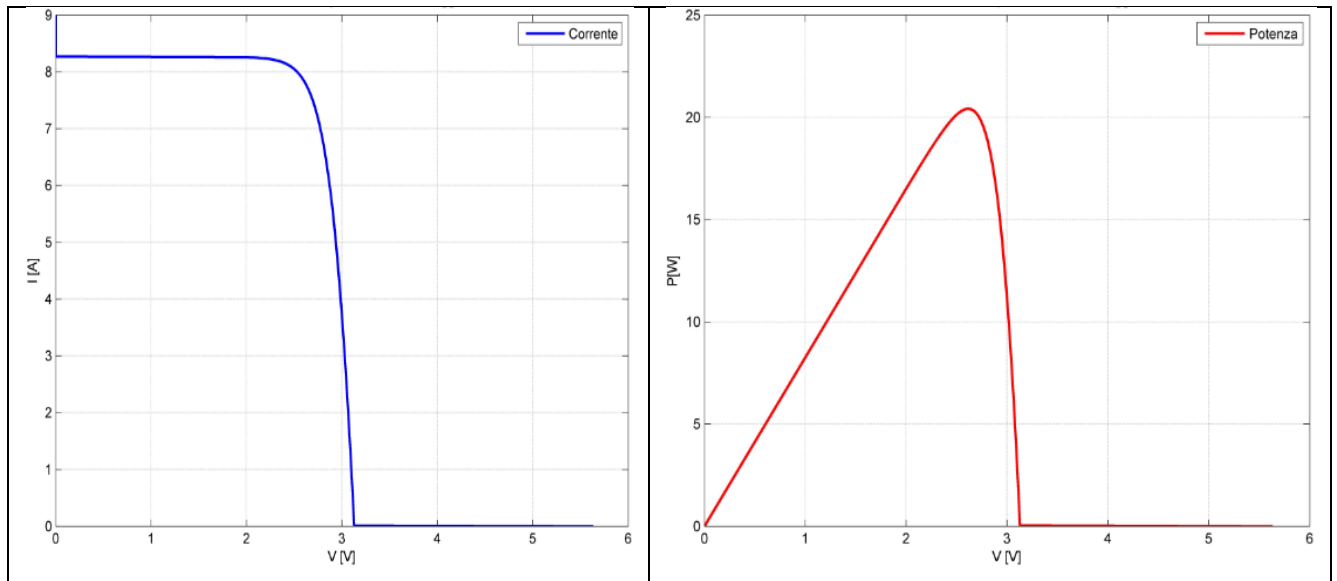


Figura 3.22-Curve caratteristiche modello teorico: curva IV a sinistra e curva PV a destra. Cella con superficie ombreggiata al 100%.

4 CAMPAGNA SPERIMENTALE

4.1 INTRODUZIONE

L'efficienza degli impianti fotovoltaici rischia di essere sovrastimata se si trascurano particolari fattori quali gli ombreggiamenti che insistono sui moduli. Tuttavia non è sempre possibile valutare a priori l'impatto degli ombreggiamenti sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico in quanto questo può dipendere oltre che dal posizionamento fisico dei moduli rispetto all'ambiente circostante anche dalla posizione relativa tra gli ombreggiamenti ed i moduli.

Per questo motivo, presso il *Solar Tech Lab* del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, sono stati condotti degli esperimenti su singoli moduli fotovoltaici cercando di simulare, nelle condizioni reali di prova, le più comuni situazioni di ombreggiamento.

Anche se può essere relativamente facile quantificare gli ombreggiamenti dei corpi di cui si conoscono i parametri geometrici quali la distanza, la forma e le dimensioni, non è sempre possibile valutare a priori l'impatto degli ombreggiamenti sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico in quanto possono dipendere anche dalla posizione relativa tra gli ombreggiamenti ed i moduli [45][46].

Questo aspetto diventa particolarmente rilevante per sistemi fotovoltaici di dimensioni medio-grandi e con significative porzioni di campo fotovoltaico interessate da questo fenomeno.

A tal scopo è stato avviato uno studio accurato del fenomeno per poter quantificare con precisione la perdita effettiva della produzione dell'impianto fotovoltaico stesso in funzione della porzione di moduli ombreggiata, nonché per lo sviluppo di modelli per la previsione delle prestazioni sia del modulo sia di una schiera di essi [47][48].

Al *Solar Tech Lab* presso il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano sono state effettuate alcune prove di ombreggiamento così da individuare le caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione in funzione della tipologia di ombreggiamento che insiste sui moduli.

4.2 DESCRIZIONE DEL LAYOUT DEI MODULI PRESENTI AL SOLAR TECH LAB

Le schiere di moduli fotovoltaici che sono installate presso il *Solar Tech Lab* hanno la disposizione riportata in Figura 4.2. In totale sono presenti 21 moduli fotovoltaici di potenza nominale pari a 245 Wp, tutti dotati di tre diodi di bypass. Ciascun diodo di bypass individua una sottosezione del modulo, disposta geometricamente per la lunghezza del modulo, costituita da due file da 10 celle ciascuna.

19 moduli sono stati posizionati sulle strutture di supporto con una inclinazione pari a 30°. I 2 moduli restanti sono stati posizionati in orizzontale (disposizione agevolata dalla pendenza di alcune strutture con inclinazione regolabile). Per tutti le coordinate geografiche sono quelle del Politecnico di Milano in Italia (Lat 45.502941° Nord, Long 9.156577° E) e l'orientamento è verso SUD.



Figura 4.1-Moduli installati al SolarTech Lab

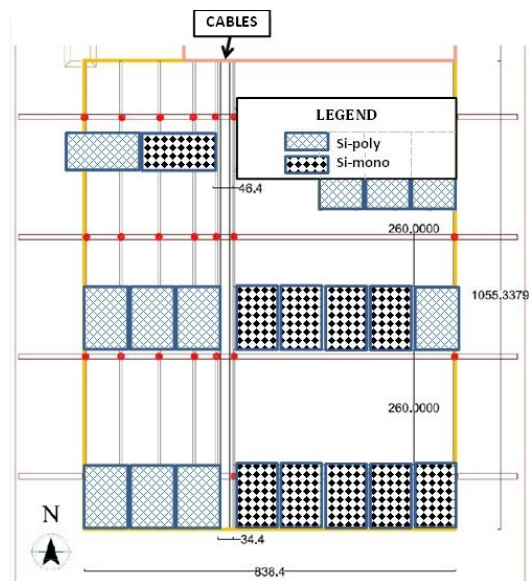


Figura 4.2-Piantina del SolarTech Lab

Tali moduli, di produttori diversi, sono connessi alla rete di distribuzione elettrica grazie a dei *micro-inverter* posizionati subito a valle: ogni modulo è collegato al proprio micro-inverter che ne ottimizza le condizioni di funzionamento [49]. Tutti i micro-inverter impiegati in questa prova sono realizzati dallo stesso costruttore così da consentire un confronto omogeneo sulle prestazioni dei moduli fotovoltaici.

4.3 LA SPERIMENTAZIONE EFFETTUATA

I rilievi delle caratteristiche elettriche Tensione-Corrente e Potenza-Tensione dei diversi moduli nelle diverse condizioni di funzionamento sono state effettuati grazie a della strumentazione realizzata appositamente per il Solar Tech Lab.

In particolare i rilievi sono stati eseguiti sia mediante uno strumento realizzato internamente al Politecnico di Milano sia con strumentazione fornita da un costruttore esterno (Figura 4.3).

I test effettuati hanno riguardato in prima istanza l'acquisizione e la verifica comparativa delle caratteristiche dei diversi moduli in assenza di ombreggiamento al fine di verificare l'eventuale presenza di anomalie e la producibilità dei moduli. In secondo luogo si è effettuata una campagna di acquisizione dati in presenza di ombreggiamento.



Figura 4.3-Strumentazione per il rilievo delle curve caratteristiche dei moduli presente nel SolarTech Lab

4.4 SPIEGAZIONE STRUMENTI UTILIZZATI

La caratterizzazione voltamperometrica di un modulo fotovoltaico richiede la misura delle coppie di valori tensione e corrente ai morsetti del modulo stesso. Siccome la caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico varia con l'irraggiamento, oltre che con temperatura delle celle, durante la prova di caratterizzazione voltamperometrica è necessario che tali parametri restino costanti. A seconda delle modalità con cui viene condotta la prova, il parametro con maggiore variabilità può essere l'irraggiamento o la temperatura delle celle. Nel caso di misure effettuate sul campo l'irraggiamento può essere soggetto a variazioni anche rapide legate alla variabilità delle condizioni atmosferiche, mentre la dinamica termica risulta molto lenta. In queste condizioni, oltre a misurare il valore dell'irraggiamento, è necessario effettuare la prova di caratterizzazione voltamperometrica nel minor tempo possibile. A tal fine, il modulo fotovoltaico deve essere collegato ad uno strumento automatico costituito da un sistema di misura ed acquisizione dei dati e da un carico variabile. In questo lavoro sono stati utilizzati due strumenti di questo tipo. Il primo (strumento A) utilizza come carico variabile un condensatore che si carica attraverso la corrente generata dal modulo fotovoltaico, mentre il secondo (strumento B) utilizza un convertitore DC/DC a duty-cycle variabile per interfacciare il modulo fotovoltaico con un carico resistivo. Nel seguito si descrivono il principio di funzionamento e le principali caratteristiche dei due sistemi di misura.

4.4.1 Strumento A

Lo schema di principio dello strumento A è riportato in Figura 4.4. La prova inizia con l'apertura dell'interruttore S2, che scarica e mantiene scarico il condensatore, e la chiusura dell'interruttore S1. La corrente prodotta dal modulo fotovoltaico carica progressivamente il condensatore e la prova termina quando la tensione sul condensatore raggiunge il valore della tensione a vuoto del modulo.

La misura della tensione e della corrente è effettuata da un analizzatore di rete utilizzato in modalità di "analisi di transitori". Esso è equipaggiato con convertitori A/D a 12 bit e campiona i segnali di tensione e corrente in modo simultaneo con frequenza di campionamento di 12.5 kHz. La capacità del condensatore è stata dimensionata per fare in modo che la durata della prova sia di 0.5 s, in questo modo la caratteristica voltamperometrica si compone di circa 6250 coppie di valori. La misura della corrente è di tipo indiretto, mediante resistenza di shunt.

Le caratteristiche metrologiche dell'analizzatore di rete sono riportate in Tabella IV.

Tabella IV-Caratteristiche metrologiche dell'analizzatore di rete

	Fondo scala	Accuratezza nel range 1% - 10 % fs	Accuratezza nel range 10% - 130 % fs	Accuratezza nel range 130% - 150 % fs
Tensione	100 V	1 V	100 mV	1 V
Corrente	3 A	30 mA	3 mA	30 mA

Il coordinamento tra i componenti del sistema di misura è circuito di misura è gestito da un PC il quale, mediante apposito software:

- Comanda la commutazione dei teleruttori presenti nel circuito di misura attraverso un'unità di controllo che fa da interfaccia;
- Scarica i dati memorizzati dall'analizzatore di rete al termine di ogni prova.

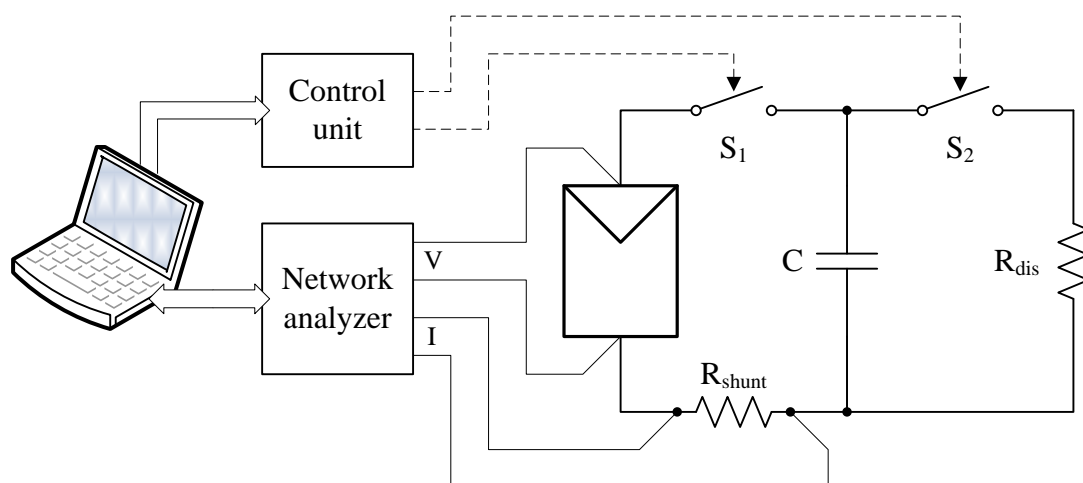


Figura 4.4-Schema di principio strumento A

4.4.2 Strumento B

Lo schema di principio dello strumento B è riportato in Figura 4.5. Il circuito di misura è costituito da un resistore connesso al modulo fotovoltaico attraverso un convertitore DC/DC di tipo boost. Tale circuito, ai morsetti del modulo fotovoltaico, corrisponde ad un resistore equivalente il cui valore, in funzione del duty-cycle (δ), è:

$$R_{in} = R_{load} \cdot (1 - \delta)^2 \quad (\text{Eq. 159})$$

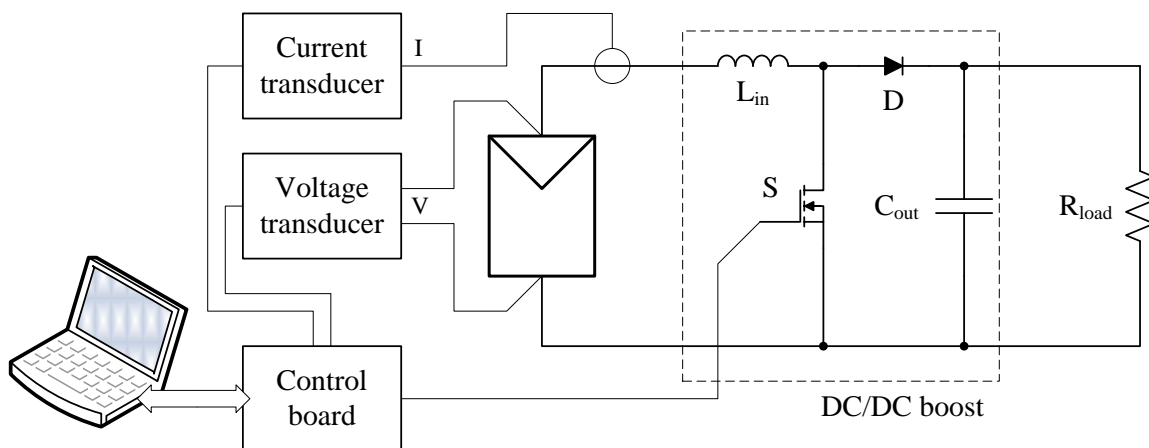


Figura 4.5-Schema di principio strumento B

Oltre al circuito di potenza, il sistema di misura si compone di una scheda di controllo, di un trasduttore voltmetrico e di un trasduttore amperometrico.

La scheda di controllo, basata su un Microchip dsPIC30f4012, è il cuore del sistema di misura.

Essa svolge tutte le funzioni necessarie per la caratterizzazione voltamperometrica del modulo fotovoltaico:

- Produce l'onda quadra a 20 kHz con duty-cycle variabile tra 1.6% e 93.4% per il pilotaggio del MOSFET.
- Acquisisce i segnali di tensione e corrente mediante l'ADC a 10 bit del microcontrollore.
- Invia i valori digitalizzati della tensione e della corrente ad un PC, che ne effettua l'archiviazione.

L'interfaccia tra la scheda di controllo e il circuito di Potenza è realizzato con un optoisolator per garantire l'isolamento metallico tra la scheda di controllo e i circuiti di potenza. Per questa ragione, le misure di tensione e di corrente sono effettuate con trasduttore ad effetto Hall. La

scheda di controllo è programmata per misurare una coppia di valori tensione e corrente ogni 5 ms e per incrementare il duty cycle ogni 50 ms. In questo modo, per ogni condizione di lavoro del modulo fotovoltaico si hanno a disposizione 10 misure della stessa coppia di valori tensione e corrente da mediare al fine di ridurre l'effetto del rumore di misura. La risoluzione con cui viene generata l'onda quadra di pilotaggio del convertitore boost permette di valutare 168 punti della caratteristica del modulo fotovoltaico.

Le costanti di trasduzione che legano i codici numerici in uscita dall'ADC ai rispettivi misurandi di tensione e corrente sono state determinate mediante operazione di taratura dell'intero sistema di misura. Tale operazione ha permesso inoltre di verificarne la linearità.

È importante sottolineare che tale strumento non permette di valutare l'intera caratteristica I-V. Infatti, la misura della tensione a vuoto richiederebbe una resistenza equivalente infinita e la misura della corrente di corto circuito richiederebbe una resistenza equivalente nulla, mentre i valori di resistenza equivalente, in accordo con l'intervallo di duty-cycle considerato, variano tra circa $0.97 \cdot R_{load}$ (duty-cycle minimo) e $0.004 \cdot R_{load}$ (duty-cycle massimo). La resistenza R_{load} è stata quindi dimensionata al fine avvicinarsi il più possibile alla condizione a vuoto nel caso di minimo valore di duty-cycle ed alla condizione di corto circuito nella condizione di duty-cycle massimo.

4.5 VERIFICA EVENTUALI ANOMALIE DEI MODULI

Utilizzando in momenti distinti i due strumenti elencati nel paragrafo precedente, sono state misurate le caratteristiche I-V e P-V dei moduli in condizioni ambientali simili tra di loro. In particolare sono state rilevate, più volte sullo stesso modulo, le curve caratteristiche tensione-corrente ad un irraggiamento medio/alto (superiore ad 850 W/m^2). Le prove effettuate hanno riguardato sia i moduli in Silicio Policristallino sia quelli in Silicio Monocristallino.

I dati così ottenuti sono stati elaborati così da ottenere la curva caratteristica media di ciascun modulo. Le caratteristiche dei singoli moduli della stessa tipologia sono state confrontate tra loro riferendole allo stesso irraggiamento di 1000 W/m^2 .

In Figura 4.6 sono riportate le caratteristiche I-V e P-V ottenute per i moduli al silicio policristallino. In rosso è evidenziata la caratteristica media ottenuta.

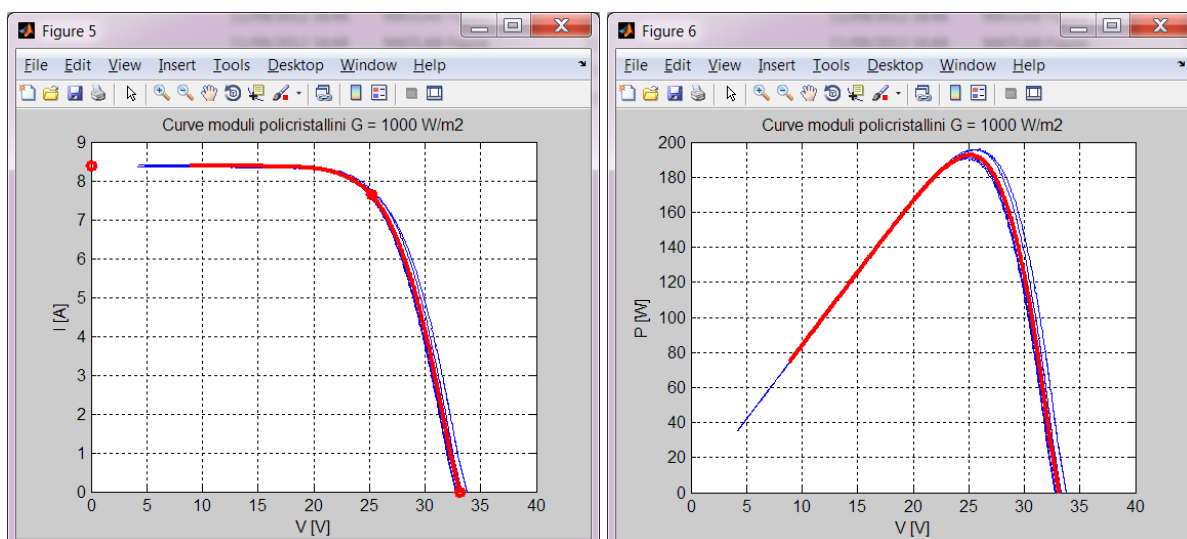


Figura 4.6 -Curve caratteristiche dei moduli Si-poly riferiti a 1000 W/m^2 . A sinistra curva IV a destra curva PV. In rosso la curva media.

In Figura 4.7 sono riportate le curve ricavate con lo stessa procedura per i moduli in Silicio monocristallino:

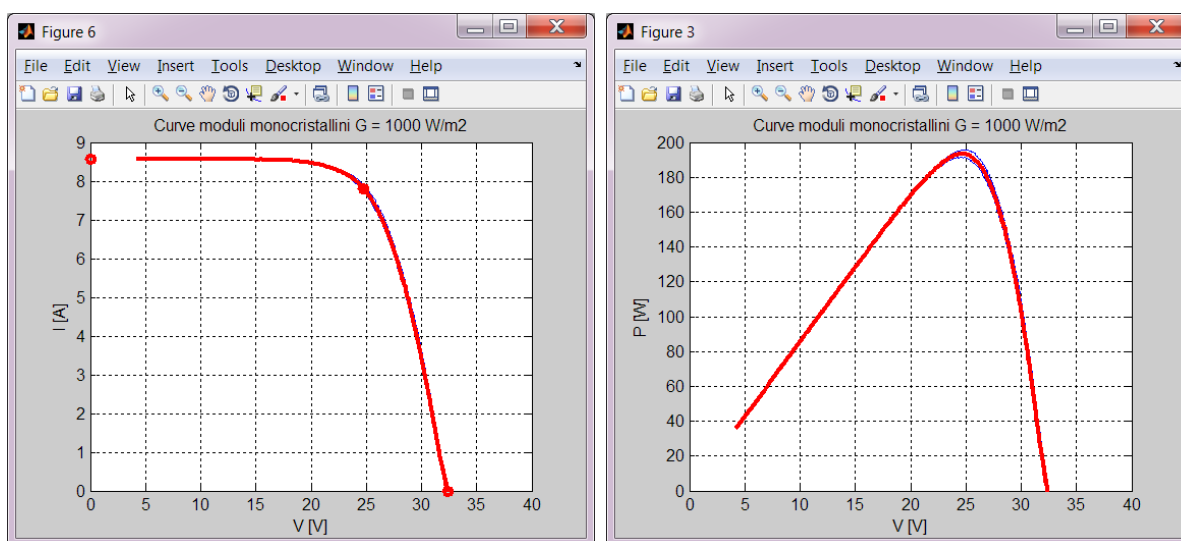


Figura 4.7-Curve caratteristiche dei moduli Si-mono riferiti a 1000 W/m². A sinistra curva IV a destra curva PV. In rosso la curva media.

Le tabelle V e VI mostrano sinteticamente i punti principali delle curve caratteristiche precedenti:

- I_{sc} : Corrente di Corto-Circuito;
- V_{oc} : Tensione a Circuito-Aperto;
- I_{mpp} : Corrente nel punto di Massima Potenza;
- V_{mpp} : Tensione nel punto di Massima Potenza.

Tabella V-Punti significativi della curva caratteristica moduli Si-poly

Modulo Policristallino	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{mpp} [A]	V_{mpp} [V]
1	7,97	33,40	7,24	23,73
2	6,94	32,73	6,28	24,16
3	8,51	32,66	7,67	22,93
4	7,58	32,38	6,94	22,93
5	8,05	33,05	7,20	23,71
6	7,63	32,37	7,00	22,76
7	7,09	31,97	6,48	22,73
8	8,10	32,88	7,23	23,89
Caratteristica Media	7,73	32,52	7,03	23,32

Tabella VI-Punti significativi della curva caratteristica moduli Si-mono

Modulo Monocristallino	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{mpp} [A]	V_{mpp} [V]
9	8,10	33,22	7,19	24,12
10	8,29	32,62	7,42	23,24
11	8,44	32,48	7,60	22,71
12	8,35	32,44	7,51	23,08
13	8,36	32,15	7,47	22,61
14	8,21	32,48	7,16	23,57
15	8,61	32,31	7,63	22,81
16	8,64	32,70	7,65	23,46
17	7,57	32,28	6,78	23,07
18	7,90	32,56	7,04	23,55
Caratteristica Media	8,25	32,37	7,37	23,09

Dalle caratteristiche rilevate si osserva come le caratteristiche Tensione-Corrente e Tensione-Potenza dei diversi moduli presenti nel laboratorio abbiano, agli irraggiamenti e temperature rilevati, lo stesso comportamento e siano caratterizzati da valori molto simili tra loro. L'omogeneità delle prestazioni è ancora più evidente per i moduli in Silicio Monocristallino rispetto a quelli in Policristallino.

4.5.1 Descrizione del processo di misure ed elaborazione dati

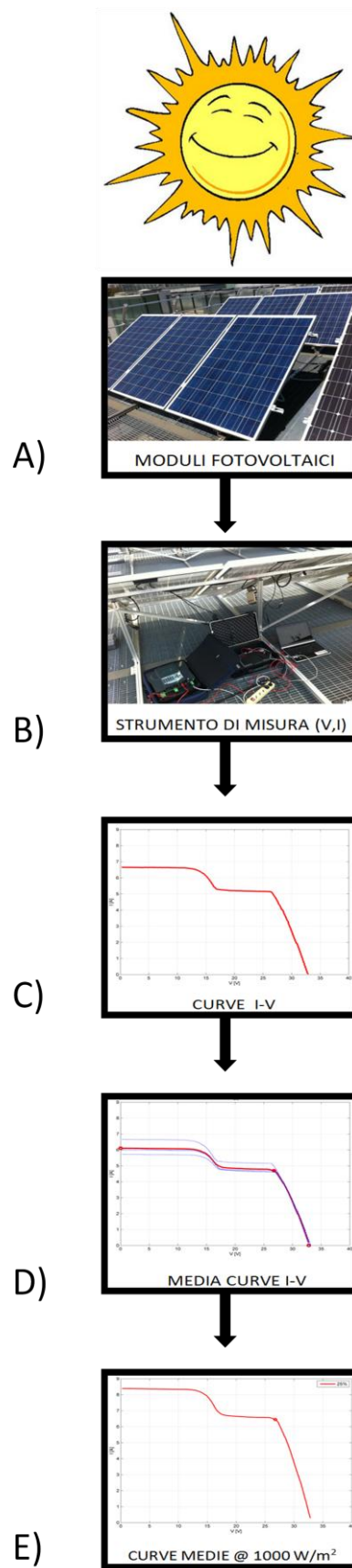


Figura 4.8-Diagramma di processo per le prove sperimentali

I moduli al silicio di tecnologia poli e monocristallino presenti nel SolarTech lab (blocco A) sono stati ombreggiati tramite cartoni disposti solidalmente al pannello per causare le diverse situazioni di ombra.

Le prove sperimentali sono state effettuate con lo strumento tipo A (blocco B), mediante il quale è possibile visualizzare su pc sia la curva IV che quella PV per il livello di irraggiamento presente sull'impianto (l'irraggiamento è fornito dalla centralina meteo presente in laboratorio e dopo calcolato su piano inclinato dei moduli).

Successivamente si passa alla fase di elaborazione dati.

Le curve ottenute (blocco C) sono state ordinate in base alle condizioni di ombreggiamento.

Le curve I-V sono state raggruppate, per pari configurazione d'ombra e per pari, o quantomeno simile, livello di irraggiamento in modo da calcolare una curva caratteristica media tipica di quell'ombra (blocco D).

Infine le curve medie di ogni configurazione d'ombra sono state riferite al valore di irraggiamento (blocco E) di 1000 W/m^2 : procedendo in questo modo si elimina la dipendenza delle curve IV dal livello di irraggiamento e quindi si ha un set di caratteristiche confrontabili tra loro.

4.5.2 Verifica delle caratteristiche I-V e P-V dei moduli con diverse configurazioni di ombreggiamento di una cella

Le prove hanno riguardato il rilievo delle caratteristiche tensione – corrente e tensione-potenza in diverse condizioni di ombreggiamento di una singola cella del modulo. L'ombreggiamento parziale della cella è stato realizzato appoggiando a contatto con la superficie attiva del modulo del cartone, azzerando sia la radiazione diretta sia diffusa incidente sul pannello. Le prove sono state svolte aumentando la porzione oscurata di una singola cella fino a coprire la totalità della superficie. Questa prova è stata svolta per ogni modulo fotovoltaico. Le configurazioni di ombreggiamento parziale della singola cella considerate sono descritte in Figura 4.9. Anche in questo caso le prove sono state condotte con un irraggiamento solare superiore a 850 W/m^2 .

La procedura seguita per il rilievo delle caratteristiche è la stessa descritta nel punto precedente. Pertanto, dopo numerosi rilievi sui singoli moduli effettuati a parità di irraggiamento e configurazione dell'ombreggiamento, è stata calcolata la curva caratteristica media.

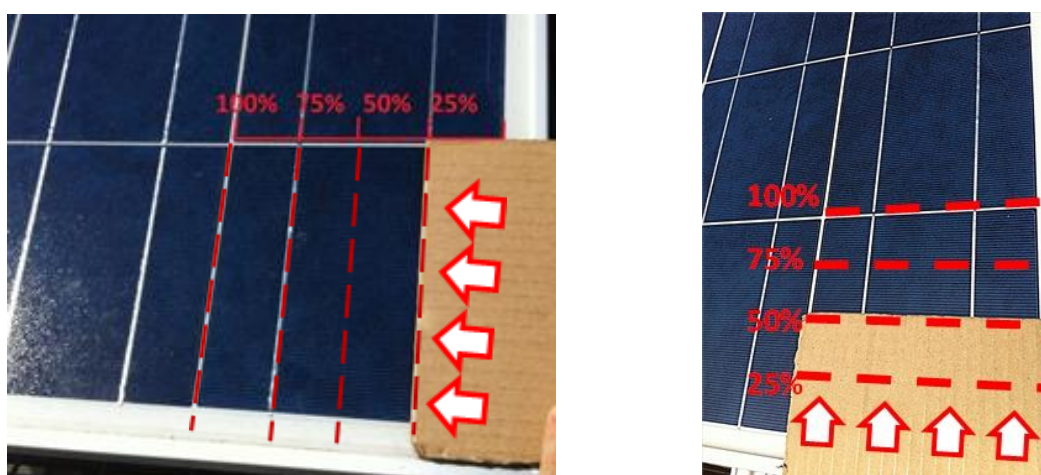


Figura 4.9-Modalità di ombreggiamento della singola cella

Dalle prove effettuate in corrispondenza degli ombreggiamenti imposti sono state rilevate le caratteristiche riportate in Figura 4.10 e Figura 4.11 per i moduli in silicio policristallino e nelle Figura 4.12 e Figura 4.13 per i moduli in silicio monocristallino.

Inoltre nella Tabella VII, Tabella VIII, Tabella IX e Tabella X sottoriportate vengono riassunti, per ciascuna configurazione d'ombra a livello della singola cella, i punti di I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp} e la percentuale $z\%$.

Questo coefficiente $Z\%$ viene definito (eq.160) come il valore percentuale della potenza di mpp (P_{mpp}) dell'ombreggiamento in essere rispetto al valore di potenza mpp con modulo completamente illuminato (P_{mppns}).

$$Z\% = (P_{MPP}/P_{MPPNS}) * 100 \quad (\text{Eq. 160})$$

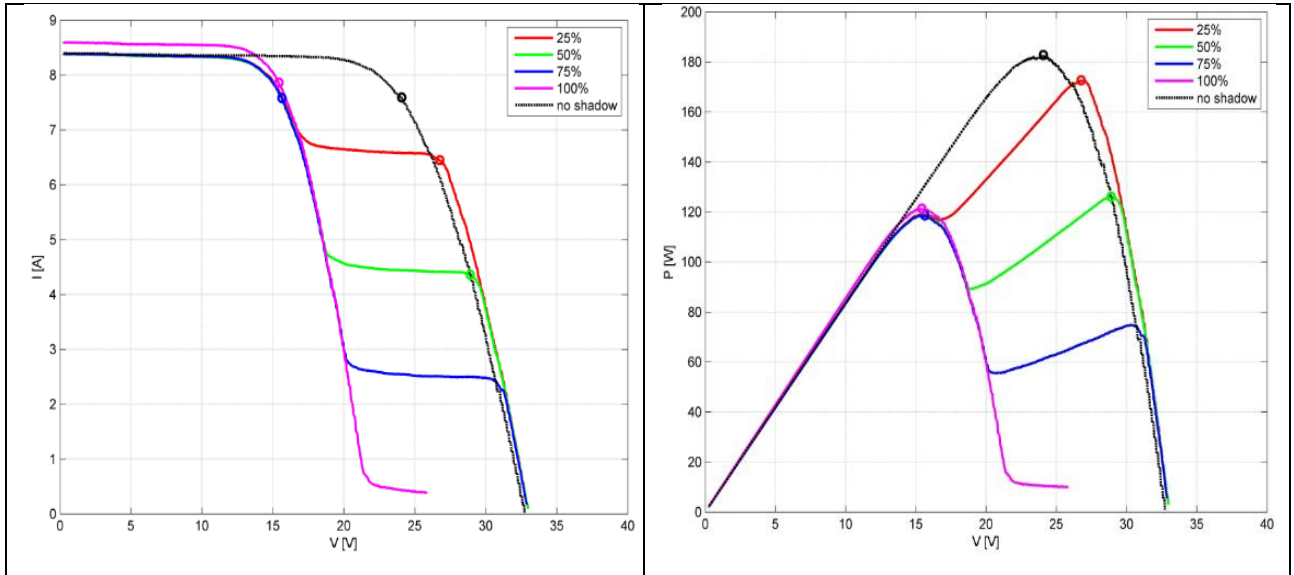


Figura 4.10-Curve moduli Si-poly riferite a 1000 W/m². A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale della cella da destra verso sinistra.

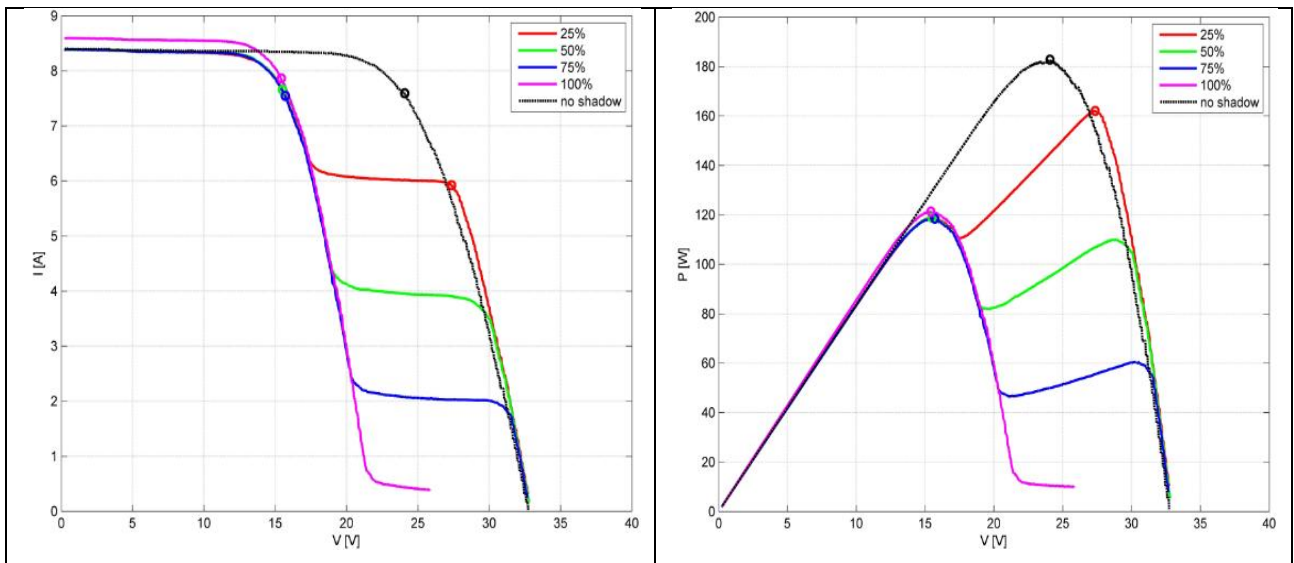


Figura 4.11-Curve moduli Si-poly riferite a 1000 W/m². A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale del basso verso l'alto.

Tabella VII-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-poly con ombreggiamento da destra a sinistra.

DIREZIONE OMBRA	OMBRA (%)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	P_{MPP} (W)	Z (%)
VERTICALE	25%	6.45	26.77	172.68	94.46%
	50%	4.36	28.91	126.08	68.98%
	75%	7.58	15.65	118.64	64.90%
	100%	7.87	15.42	121.29	66.35%

Tabella VIII-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-poly con ombreggiamento dal basso verso l'alto.

DIREZIONE OMBRA	OMBRA (%)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	P_{MPP} (W)	Z (%)
ORIZZONTALE	25%	5.92	27.36	162.05	88.65%
	50%	7.66	15.51	118.76	64.97%
	75%	7.55	15.71	118.51	64.83%
	100%	7.87	15.42	121.29	66.35%

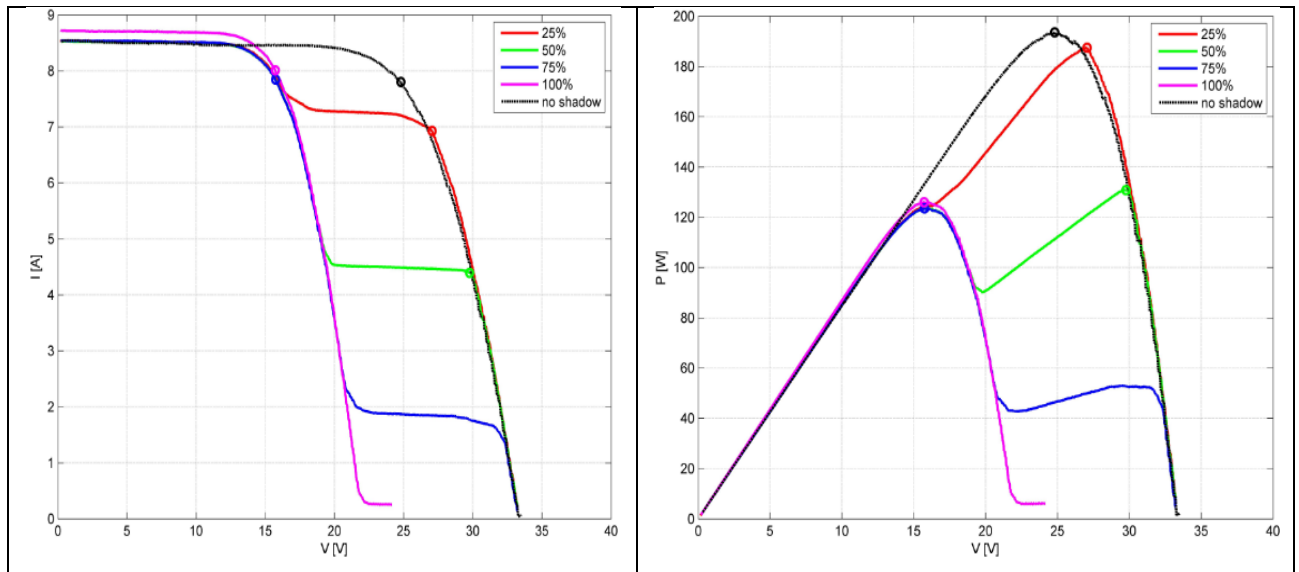


Figura 4.12-Curve moduli Si-mono riferite a 1000 W/m². A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale della cella da destra verso sinistra.

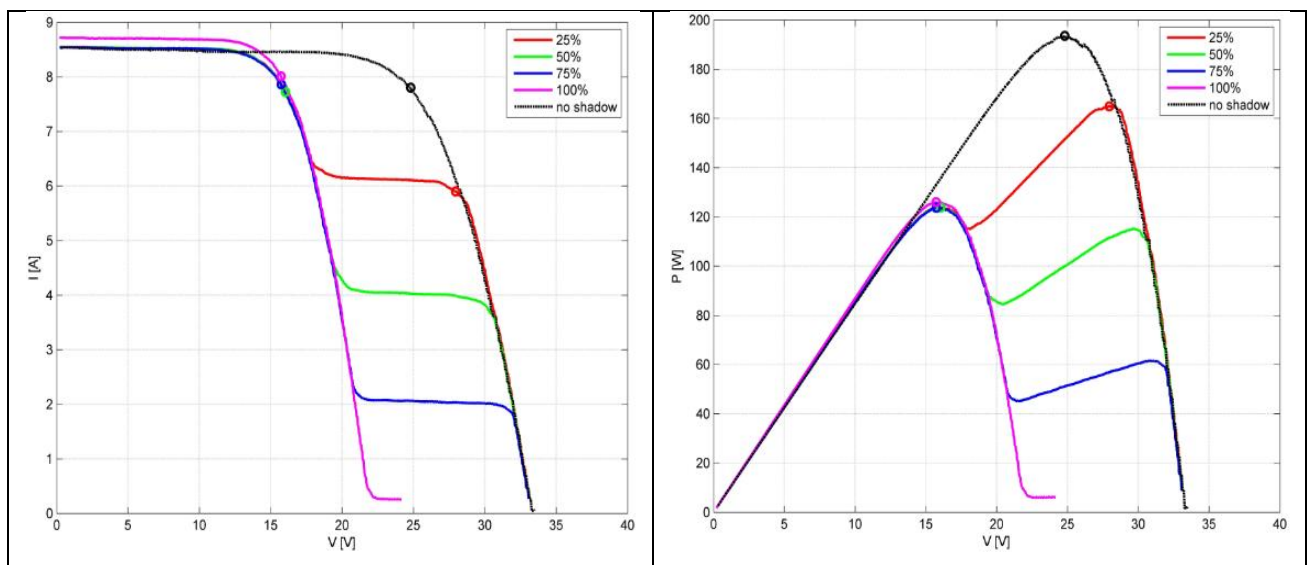


Figura 4.13-Curve moduli Si-mono riferite a 1000 W/m². A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento parziale del basso verso l'alto.

Tabella IX-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-mono con ombreggiamento da destra a sinistra.

DIREZIONE OMBRA	OMBRA (%)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	P_{MPP} (W)	Z (%)
VERTICALE	25%	6.93	27.06	187.47	96.84
	50%	4.39	29.77	130.83	67.58
	75%	7.85	15.74	123.50	63.80
	100%	8.01	15.72	125.96	65.07

Tabella X-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per la singola cella Si-mono con ombreggiamento dal basso verso l'alto.

DIREZIONE OMBRA	OMBRA (%)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	P_{MPP} (W)	Z (%)
ORIZZONTALE	25%	5.90	27.95	164.93	85.20
	50%	7.73	16.02	123.82	63.96
	75%	7.86	15.73	123.70	63.90
	100%	8.01	15.72	125.96	65.07

Dall'analisi delle caratteristiche ottenute si osserva come la corrente generata dalla sottosezione del modulo interessato da ombreggiamento diminuisca in modo sostanzialmente proporzionale alla superficie ombreggiata. La massima potenza erogabile, diminuisce notevolmente non appena l'ombreggiamento raggiunge il 50% della cella e oltre questa soglia, la potenza erogabile dal modulo si riduce a quelle generata dalle due sezioni non ombreggiate.

Inoltre, il comportamento è invariante rispetto all'ombreggiamento di tipo verticale e orizzontale, nonché la tipologia di cella fotovoltaica.

Le misure hanno dimostrato che questi risultati si ripetono identicamente quando vengono ombreggiate le celle delle altre due sottosezioni del modulo.

4.5.3 Verifica delle caratteristiche I-V e P-V dei moduli con diverse configurazioni di ombreggiamento insistenti su tutto il modulo

Altre prove hanno riguardato il rilievo delle caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione con ombreggiamento parziale di celle multiple del modulo..

L'ombreggiamento parziale della modulo, realizzato appoggiando a contatto con la superficie attiva del modulo, del cartone. Ha riguardato:

- A. Ombreggiamento verticale lungo tutta la lunghezza del modulo crescente dal 25% al 100% della larghezza di una cella e successivamente a due file di celle, secondo quanto indicato in Figura 4.14.
- B. Ombreggiamento orizzontale lungo tutta la larghezza del modulo crescente dal basso verso l'alto della prima cella, secondo le modalità indicate in Figura 4.15.
- C. Ombreggiamento obliquo crescente dallo spigolo in basso a destra verso in alto a sinistra del modulo secondo quanto indicato in Figura 4.16.

Anche in questi casi le prove sono state condotte con un irraggiamento solare superiore a 850 W/m².



Figura 4.14-Modalità di ombreggiamento per tutta la lunghezza del modulo.



Figura 4.15-Modalità di ombreggiamento orizzontale dei moduli.

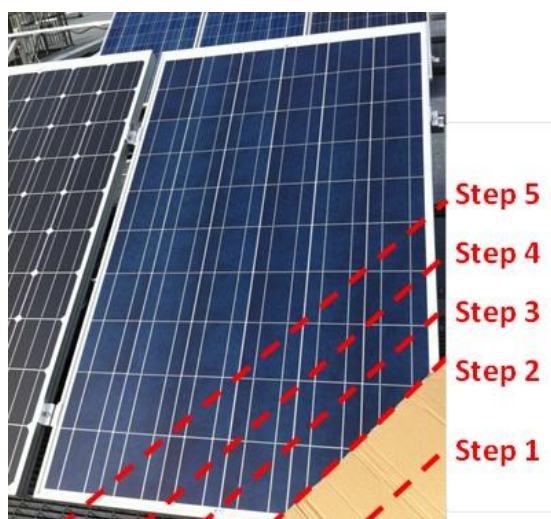


Figura 4.16-Modalità di ombreggiamento in obliquo dei moduli.

La Figura 4.17, Figura 4.18 e Figura 4.19 mostrano le caratteristiche I-V e P-V rilevate per i moduli al silicio policristallino nelle tre diverse condizioni di ombreggiamento sopra elencate.

Inoltre la tabella XI riassume i punti di mpp (I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp} e $Z\%$) delle varie configurazioni d'ombreggiamento parziale del modulo Si-poly.

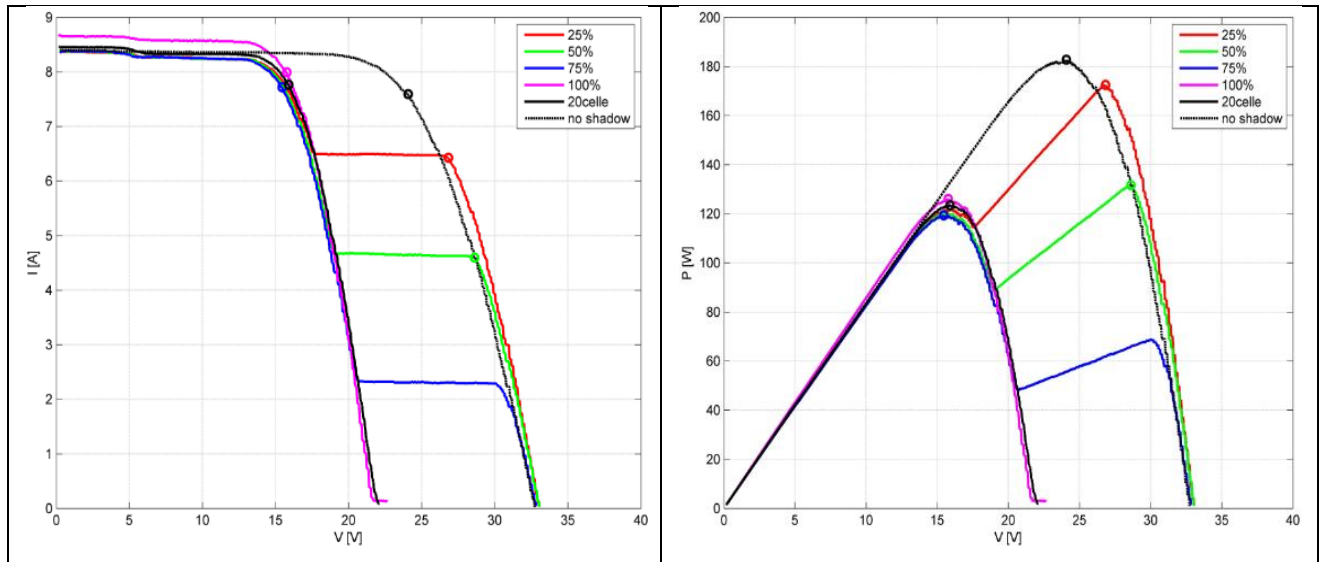


Figura 4.17-Curve caratteristiche di moduli Si-poly. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento verticale da destra verso sinistra.

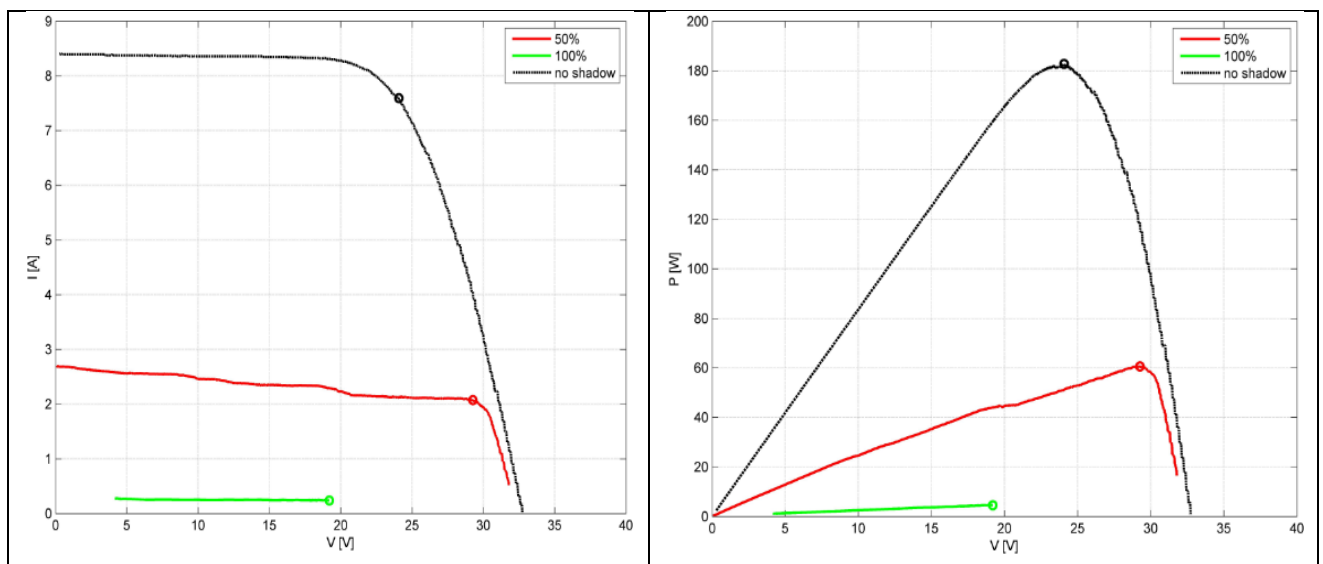


Figura 4.18-Curve caratteristiche di moduli Si-poly. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento orizzontale dal basso verso l'alto.

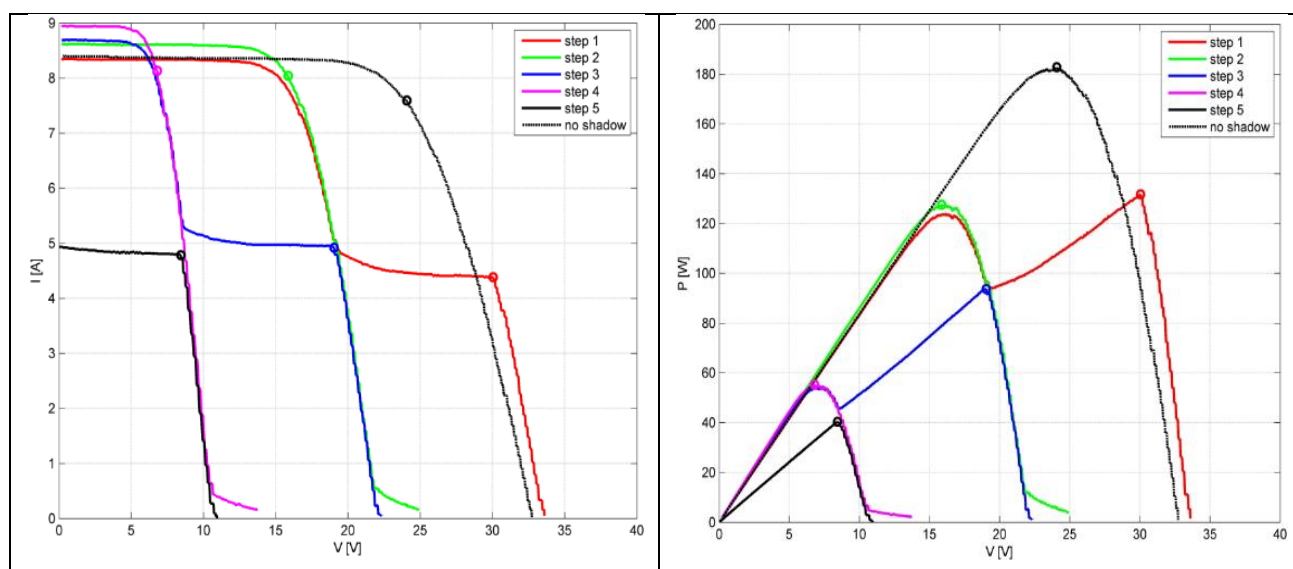


Figura 4.19-Curve caratteristiche di moduli Si-poly. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento obliquo.

Tabella XI-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per l'intero modulo Si-poly con ombreggiamenti in verticale,orizzontale e in obliquo.

DIREZIONE OMBRA	OMBRA (%)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	P_{MPP} (W)	Z (%)
VERTICALE	25%	6.43	26.83	172.47	94.35%
	50%	4.60	28.63	131.61	72.00%
	75%	7.72	15.46	119.35	65.29%
	100%	7.99	15.77	126.05	68.96%
	20 celle	7.77	15.90	123.49	67.56%
ORIZZONTALE	50%	2.07	28.27	60.62	33.16%
	100%	0.24	19.20	4.57	2.50%
OBLIQUO	Step 1	4.38	30.06	131.74	72.07%
	Step 2	8.04	15.86	127.56	69.78%
	Step 3	4.92	19.05	93.72	51.27%
	Step 4	8.13	6.70	55.28	30.24%
	Step 5	4.78	8.44	40.36	22.08%

Analogamente la Figura 4.20, Figura 4.21 e Figura 4.22 mostrano le caratteristiche I-V e P-V rilevate per i moduli al silicio monocristallino nelle tre diverse condizioni di ombreggiamento sopra elencate (A,B e C).

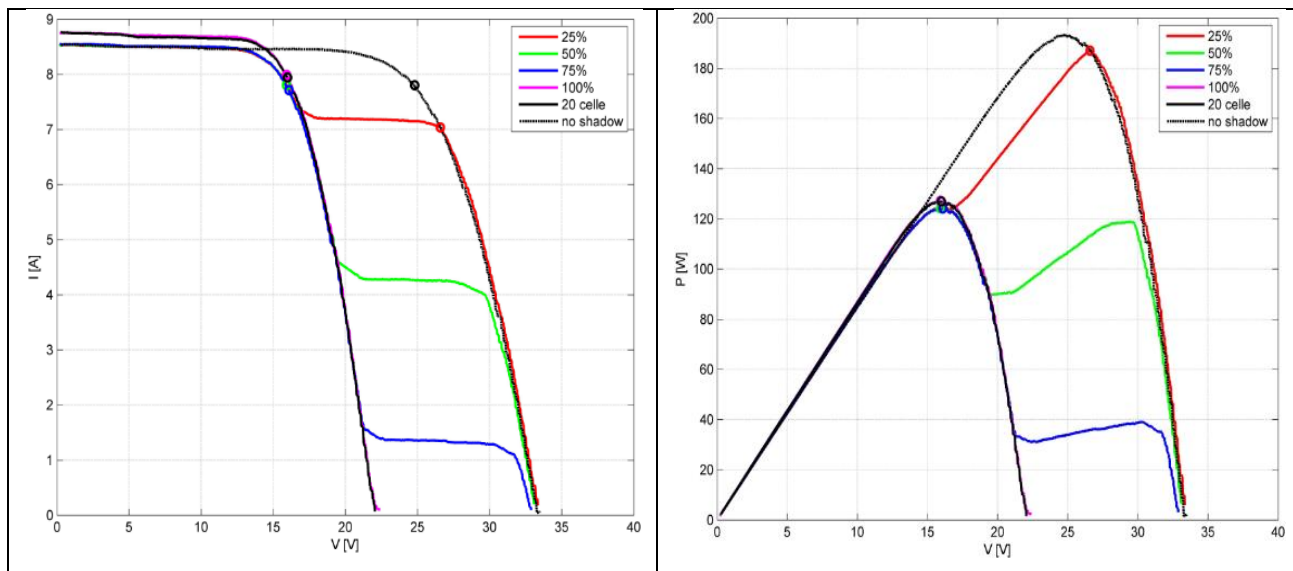


Figura 4.20-Curve caratteristiche di moduli Si-mono. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento verticale da destra verso sinistra.

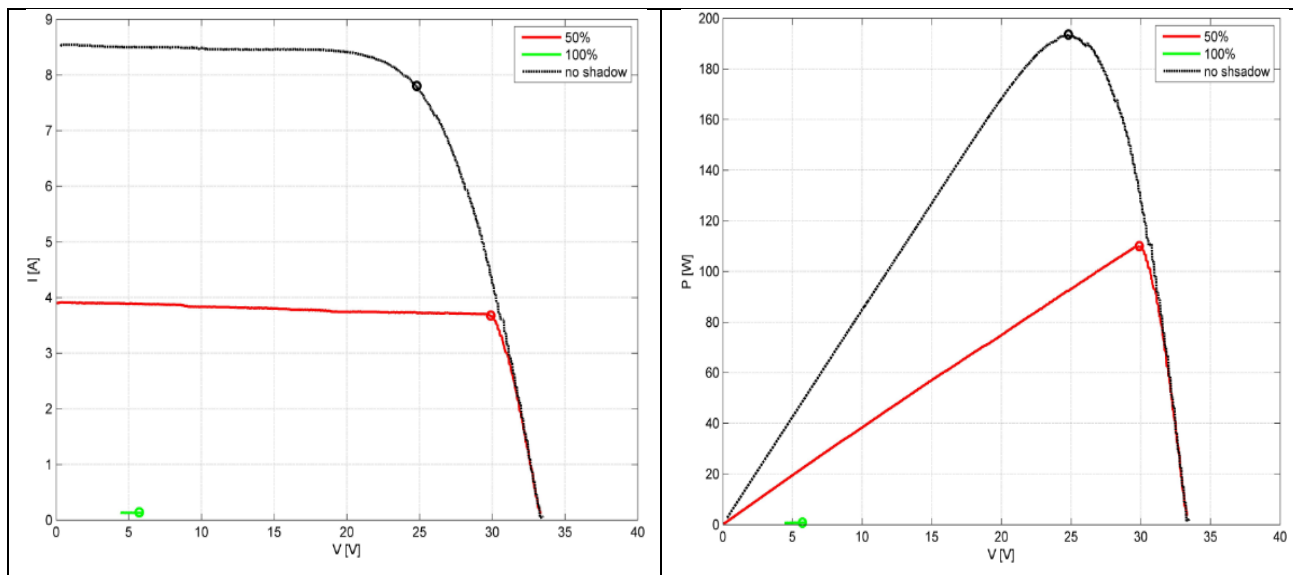


Figura 4.21-Curve caratteristiche di moduli Si-mono. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento orizzontale dal basso verso l'alto.

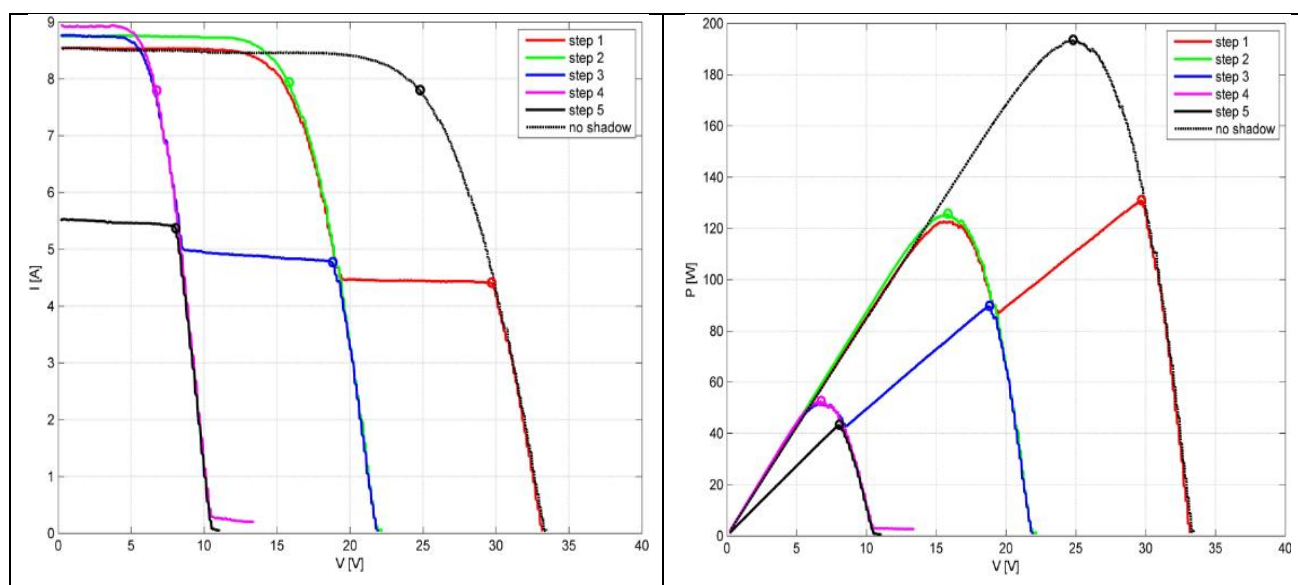


Figura 4.22-Curve caratteristiche di moduli Si-mono. A sinistra IV a destra PV, con ombreggiamento obliquo.

Identicamente a quanto fatto per la cella e il modulo policristallino, la tabella XIV riassume i punti di mpp (I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp} e $Z\%$) delle varie configurazioni d'ombreggiamento parziale del modulo Si-mono.

Tabella XII-Tabella riassuntiva dei punti di MPP per l'intero modulo Si-mono con ombreggiamenti in verticale,orizzontale e in obliquo

DIREZIONE OMBRA	OMBRA (%)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	P_{MPP} (W)	Z (%)
VERTICALE	25%	7.04	26.58	187.07	96.64
	50%	7.81	15.91	124.24	64.18
	75%	7.72	16.09	124.21	64.16
	100%	7.98	15.92	127.19	65.70
	20 celle	7.94	15.98	126.96	65.58
ORIZZONTALE	50%	3.68	29.90	109.96	56.80
	100%	0.14	5.72	0.79	0.041
OBLIQUO	Step 1	4.41	29.71	131.05	67.70
	Step 2	7.94	15.83	125.72	64.95
	Step 3	4.77	18.81	89.77	46.37
	Step 4	7.79	6.75	52.65	27.18
	Step 5	5.37	8.07	43.35	22.55

Per quanto riguarda l'ombreggiamento verticale (caso A), si ritrovano gli stessi risultati già visti relativamente all'ombreggiamento della singola cella. Essendo infatti le celle in serie, nulla cambia se l'ombreggiamento interessa una cella o l'intera fila da 10 celle in serie. Analogamente non vi è differenza tra l'ombreggiamento totale di una fila di celle o le due file che compongono una sottosezione del modulo.

Nel caso di ombreggiamento orizzontale del modulo (caso B), quindi quando tutte e tre le sottosezioni del modulo sono interessate da ombreggiamento, la corrente prodotta dal modulo diminuisce drasticamente fino ad azzerarsi quando l'ombreggiamento riguarda un'intera fila orizzontale di celle.

Per quanto riguarda invece il caso di ombreggiamento obliquo (caso C) crescente, anche in questo caso si osserva una diminuzione della corrente proporzionale all'aumento della parte di modulo ombreggiata. In particolare, quando solo una cella è interessata da ombreggiamento obliquo per il suo 50% (step 1) il modulo si comporta sostanzialmente come nel caso di cella coperta per il 50% in orizzontale o verticale. Nel caso invece dello step 2, in cui una cella è coperta completamente e due per il loro 50%, la corrente generata dalla sottosezione del modulo interessato da ombreggiamento si annulla. Questo andamento si ritrova con riferimento alla seconda e terza sottosezione del modulo nei casi di ombreggiamento di cui agli step 3, 4 e 5.

Anche in questo caso, non vi è differenza tra il comportamento di moduli mono- o poli-critallini.

4.6 OSSERVAZIONI GENERALI SUI RISULTATI OTTENUTI

Le diverse prove effettuate hanno consentito di chiarire il comportamento in termini di caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione dei moduli fotovoltaici mono- e policristallino in presenza di ombreggiamento di differenti tipologie.

In particolare non si è registrata una differenza di comportamento tra le due tipologie di moduli. Particolarmente importante è invece il ruolo dei diodi di by-pass presenti nei moduli che consente di sezionare in più parti il modulo stesso e contenere l'effetto della riduzione di producibilità in presenza di ombreggiamento.

L'analisi esposta è preliminare alla messa a punto di modelli che consentano di valutare le perdite di produzione legate all'ombreggiamento in impianti fotovoltaici.

5 CONCLUSIONI

Dall'analisi effettuata relativa al comportamento di moduli fotovoltaici sottoposti a ombreggiamento e' possibile concludere quanto segue:

Sulla base dell'analisi dei differenti modelli riportati in letteratura e dopo un'analisi delle differenti caratteristiche di ciascuno, e' stato sviluppato un modello ad hoc in grado di tenere conto in maniera piu' affidabile possibile, e nel contempo meno complessa, delle prestazioni elettriche del modulo fotovoltaico con particolare attenzione agli effetti prodotti dal partial shading.

Un ulteriore sviluppo del software potrebbe essere quello di implementare un intero impianto FV per avere una visione piu' globale e non solo a livello del singolo modulo del problema del partial shading. Si potrebbero considerare le stringhe di cui l'impianto e' costituito, di come esse sono collegate e di come sono collegati i moduli all'interno delle stesse.

Le diverse prove effettuate durante la campagna sperimentale hanno consentito di chiarire il comportamento in termini di caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione dei moduli fotovoltaici mono e poli cristallino in presenza di ombreggiamento di differenti tipologie.

In particolare:

- non si è registrata una differenza di comportamento tra le due tipologie di moduli (Si-mono e Si-poly).
- Il ruolo principale nel comportamento di un modulo soggetto a ombreggiamento è senz'altro da attribuirsi alla cella: basta che una cella sia ombreggiata anche per poco che si ha una riduzione della potenza (al punto di massima potenza) generata da parte di tutte le celle collegate in serie a corrente inferiore alle altre appartenenti alla stessa sottosezione.
- Particolarmente importante è il ruolo giocato dai diodi di by-pass presenti nei moduli; tali diodi infatti permettono di sezionare in più parti il pannello stesso e contenere quindi l'effetto della riduzione di producibilità in presenza di ombreggiamento. La maggior parte dei pannelli FV in commercio e' dotata di due,tre o piu' sottosezioni costituite da un certo numero di celle (da 15 a 30) collegate in serie fra loro, in tal caso quando l'ombreggiamento lambisce circa il 50% di una cella, il diodo di by-pass esclude tale

sezione consentendo alla restante parte del modulo (non ombreggiata) di produrre alla sua massima possibilità.

Tali risultati sono stati rilevanti al fine di mettere a punto e validare il modello teorico sopra sviluppato.

Dall'analisi dei rilievi sperimentali emerge, in modo ragionevole, una buona corrispondenza con le curve IV e PV per ombreggiamento parziale sulla singola cella ottenute dal modello teorico.

In conclusione, i risultati riportati nel presente lavoro, hanno meglio chiarito gli effetti dovuti agli ombreggiamenti parziali di moduli fotovoltaici. Essi possono essere considerati come preliminari alla messa a punto di modelli teorici sempre più in grado di valutare in maniera accurata gli effetti sulle prestazioni energetiche degli impianti fotovoltaici dovuti alle differenti cause di perdita.

6 BIBLIOGRAFIA

- [1]. Da "I casi in cui il fotovoltaico è vantaggioso, cap.2" dell'ing. Domenico Di Sabato
- [2]. John A. Duffie, William A. Beckman. "Solar Engineering of thermal processes" Wiley-Interscience Publication, June 1980.
- [3]. Schoffer, Kuhn, Sapsford, "Proc. UN Conf. on new sources of energy, united nations, New York, Instrumentation for solar radiation measurements". 1964.
- [4]. Rauschenbach, "Solar cell array design handbook: the principles and technology of photovoltaic energy conversion" new York, 1980.
- [5]. Townsend, "Method for estimating the long term performances of direct-coupled photovoltaic systems", U. of Wisconsin-Madison, 1989.
- [6]. E.M.G. Rodrigues, R. Melício, V.M.F. Mendes and J.P.S. Catalão "Simulation of a Solar Cell considering Single-Diode Equivalent Circuit Model"
- [7]. M.G. Villalva, J.R. Gazoli, E.R. Filho "comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays".
- [8]. Xiao, Dunford, Capel "a novel modeling method for photovoltaic cells", 35th annual power electron.spec.conf (PESC), 2004.
- [9]. Walker "Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model", Australia, vol.21, no1, pp 45-55.
- [10]. Yusof, Sayuti, Abdul-Latif, Wanik "Modeling and simulation of mppt for photovoltaic system" power energy conference (PEC), 2004, pp 88-93.
- [11]. Glass "Improved solar array power point model with SPICE realization", Intersoc. Energy convers. Eng. Conf. (IECEC), 1996, pp 286-291.
- [12]. Tan, Kirschen, Jenkis "A model of pv generation suitable for stability analysis", IEEE trans. Energy convers., vol 11, pp 748-755, 2004.
- [13]. Kajihara, Harakawa "Model of photovoltaic cell circuit under partial shading", IEEE (ICIT), 2005, pp 866-870.
- [14]. Nishioka, Sakitani, Uraoka, and Fuyuki, "Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration," Solar Energy Mater. Solar Cells, vol. 91, no. 13, pp. 1222-1227, 2007.

-
- [15]. Carrero, Amador, and Arnaltes, "A single procedure for helping PV designers to select silicon PV module and evaluate the loss resistances," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 15, pp. 2579–2589, Dec. 2007.
- [16]. De Soto, Klein, and Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, Jan. 2006.
- [17]. M.Benghanem and S.N.Alamri "modeling of photovoltaic module and experimental determination of serial resistance"
- [18]. C.Sah, R.N. Noyce, W. Shockley, "Carrier generation and recombination in p-n junctions and p-n junction characteristics", *proceedings of IRE* pp. 1228-1243.
- [19]. K.Ishaque, Z.Salam, H.Taheri "Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules", *Solar energy materials & solar cells*.
- [20]. N.Enebish, D.Agchbayar, S.Dorjkhand, D. Baatar, I.Ylemj "numerical analysis of solar cell current-voltage characteristics" *Solar energy materials solar cells* (1993).
- [21]. C.Bendel, A.Wagner "Photovoltaic measurement relevant to the energy yield", *World conference on photovoltaic energy conversion*, 2003.
- [22]. D.L.King,W.E.Boyson, J.A. Kratochvil, "Photovoltaic Array Performance Model",*Sandia National laboratories*
- [23]. D. King and P. Eckert, "Characterizing (Rating) Performance of Large PV Arrays for All Operating Conditions," 25th IEEE PV Specialists Conference, 1996, pp. 1385-1388.
- [24]. D. King, J. Kratochvil, and W. Boyson, "Field Experience with a New Performance Characterization Procedure for Photovoltaic Arrays," 2nd World Conference on PV Solar Energy Conversion, Vienna, 1998, pp. 1947-1952
- [25]. C. Whitaker, T. Townsend, J. Newmiller, D. King, W. Boyson, J. Kratochvil, D. Collier, and D. Osborn, "Application and Validation of a New PV Performance Characterization Method," 26th IEEE PV Specialists Conference, 1997, pp. 1253-1256.
- [26]. Anon., "NSRDB Vol.2, National Solar Radiation Data Base, 1961-1990, NREL/TP-463-5784, 1995. Data available at National Renewable Energy Laboratory website: <http://www.nrel.gov>
- [27]. METEONORM, Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Climatology, Ver. 50, Edition 2003 <http://www.meteotest.ch/en/firma>
- [28]. D. King, W. Boyson, and J. Kratochvil, "Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems," 29th IEEE PV Specialists Conference, 2002.
- [29]. D.Sera, R.Teodorescu, P.Rodriguez "PV panel model based on datasheets value".
IEEE

-
- [30]. L.Catner, S. Silvestre, "Modelling photovoltaic system using PSpice", John Wiley and Sons, LTD, 2002
- [31]. "The physics of solar cells", Imperial college press, www.worldscibooks.com/physics/p276.html
- [32]. H.J.Hovel, "Semiconductors and semimetals", Volume 11.
- [33]. <http://pvcdrom.pveducation.org/CELLOPER/IDEALITY.HTM>
- [34]. <http://pvcdrom.pveducation.org/CHARACT/IDEALITY.HTM>
- [35]. F.Bergamaschi, "Elaborazione di standards di qualifica pe celle solari ad alto rendimento per applicazioni terrestri in concentrazione", a.a. 2009/2010
- [36]. D.Cotfas, P.Cotfas, S.Kaplanis, D.Ursutiu "Results on series and shunti resistances in a c-Si PV cell. Comparison using existing methods and new one", Journal of optoelectronics and advanced materials vol.10, November 2008, pp. 3124-3130.
- [37]. M.Wolf, H.Rauschenbach, "Series resistance effects on solar cell measurements", advanced energy conversion 3, 455, Pergamon Press, 1963.
- [38]. V.Quasching, R.Hantitsch, "Numerical simulation of current voltage characteristics of photovoltaic system with shaded solar cells", Solar energy vol.56, pp. 513-520, 1996.
- [39]. J.W. Bishop "Computer simulation of the effect of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection", Solar cells 25, pp. 73-89.
- [40]. S.L.Miller, "Ionization rates for holes and electrons in silicon", Phys.Rev. 105(4), pp.1246-1249, 1957.
- [41]. J.H. Mathews (1987), "Numerical methods for computer science, engineering and mathematics", Prentice Hall, NJ.
- [42]. D.Sera, Y.Baghzouz "On the impact of partial shading on PV output power"
- [43]. S.Wendlandt, A.Drobisch, D.Tornow, M.Friederichs, S.Krauter, P.Grunow, "operating principle of shadowed c-si solar cell in pv modules", photovoltaic institute Berlin.
- [44]. V.Quasching, R.Hantitsch, "Solar energy,56", 1996 pp 513.
- [45]. Build it solar, Some More PV Shading Tests. [Riportato: 12 Aprile, 2011] <http://www.builditsolar.com/Experimental/PVShading/PVShading.htm> (1999).
- [46]. F. Degli Uberti, R. Faranda, S. Leva, E. Ogliari, Performance ratio di un impianto fotovoltaico, AEIT 2011, n.1/2, Gennaio/Febbraio 2011, pp.6-13
- [47]. A. Yazdani, A. R. Di Fazio, H. Ghoddami, M. Russo, M. Kazerani, J. Jatskevich, K. Strunz, S. Leva, and A. Martinez, Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System

- Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 2, 2011, pp. 1247 – 1264
- [48]. E. Kaplani, Design and performance considerations in stand-alone PV powered Telecommunication Systems, IEEE Latin America Transactions, Vol. 10, No. 3, April 2012, pp. 1723 – 1729
- [49]. Huiying Zheng, Shuhui Li, and Julio Proano, PV Energy Extraction Characteristic Study under Shading Conditions for Different Converter Configurations, Proc. IEEE PES General Meeting, San Diego, CA, USA, 2012