

POLITECNICO DI MILANO



Facoltà di Ingegneria dell'Informazione

Corso di **Laurea Specialistica in Ingegneria dell'Automazione**

**Modellistica di un impianto fotovoltaico in
differenti condizioni di irraggiamento e validazione
sperimentale**

Relatore: **Prof. Sergio BITTANTI**

Correlatore: **Ing. Carlo SANDRONI**

Correlatore: **Ing. Antonio DE MARCO**

Tesi di Laurea Specialistica di:

Danilo RITONDALE matr. **682055**

A.A. 2009-2010

Un ringraziamento alla mia famiglia e a coloro
che in questi anni mi hanno sostenuto
nel raggiungimento di questo obiettivo

Carpe Diem

Accidere ex una scintilla incendia passim

Sommario

Introduzione	1
Impianto Fotovoltaico	6
Obiettivo.....	7
Organizzazione tesi	8
Capitolo 1 Impianto Fotovoltaico	9
1.1 Cella solare	9
1.1.1 Composizione cella	9
1.1.2 Fenomenologia	11
1.1.3 Irraggiamento	14
1.1.4 Temperatura	14
1.1.5 Tipologia celle.....	17
1.1.6 Serie e Parallelo.....	18
1.1.7 Protezioni	21
1.1.8 Tipologie di impianti.....	23
1.2 Inverter	26
1.2.1 Harmonic current measurement (misure delle armoniche di corrente)...27	
1.2.2 PV leakage current (corrente di dispersione)	28
1.2.3 DC current injection (iniezione di corrente DC).....	28
1.2.4 Anti-islanding protection (protezioni anti-isola).....	29
1.2.5 Efficiency measurements (misure di efficienza).....	29
1.2.6 MPPT	30
Capitolo 2 Modello	34
2.1 Equazione Cella/Modulo	34
2.2 Determinazione parametri	42
2.3 Modello Impianto	47
2.4 Simulazioni Software	51
2.4.1 Casi Illuminazione Uniforme.....	51

2.4.2	Casi con Irraggiamento non Uniforme.....	58
Capitolo 3	Validazione Modello	69
3.1	Descrizione Impianto.....	69
3.2	Descrizione Strumento	71
3.3	Identificazione offline da data sheet.....	74
3.4	Prove.....	78
3.4.1	Caso insolazione Uniforme.....	78
3.4.2	Caso insolazione non Uniforme.....	80
3.5	Validazione Modello	90
Capitolo 4	Conclusioni.....	91
Bibliografia	93

Indice figure

FIGURA 0.1 : RADIAZIONE SOLARE NEL MONDO	4
FIGURA 0.2 : RADIAZIONE SOLARE ORIZZONTALE ANNUA (W/M ²) SUL TERRITORIO ITALIANO (FONTE: JOINT RESEARCH CENTER - ISPRA)	4
FIGURA 0.3 : TURBINA A VENTO. BASSO RENO, GERMANIA	5
FIGURA 0.4: SOLARE TERMODINAMICO. SPECCHI PARABOLICI VENGONO DISPOSTI IN RIGHE PER MASSIMIZZARE L'ACCUMULO DI ENERGIA SOLARE NEL MINIMO SPAZIO POSSIBILE	5
FIGURA 1.1 : COMPORTAMENTO DELLA GIUNZIONE P-N ESPOSTA ALLA LUCE	10
FIGURA 1.2 : TIPICA STRUTTURA DI ASSEMBLAGGIO DELLE CELLE DI UN MODULO IN SILICIO CRISTALLINO	11
FIGURA 1.3 : STRUTTURA DELLA CELLA FOTOVOLTAICA.....	13
FIGURA 1.4 : CARATTERISTICA DI UNA CELLA/PANNELLO FOTOVOLTAICO (SOPRA : CORRENTE – TENSIONE, SOTTO : POTENZA - TENSIONE).....	13
FIGURA 1.5 : RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE SULL'ATMOSFERA E COMPOSIZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE SU UNA SUPERFICIE ORIZZONTALE	15
FIGURA 1.6 : COMPOSIZIONE DELL'INTENSITÀ DELLA RADIAZIONE SOLARE AL VARIARE DELLA CONDIZIONE METEO	15
FIGURA 1.7 : VARIAZIONE CURVA CORRENTE - TENSIONE DI UNA CELLA IN SILICIO CRISTALLINO A VARI LIVELLI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE	16
FIGURA 1.8 : VARIAZIONE DELLA CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UNA CELLA IN SILICIO CRISTALLINO CON LA TEMPERATURA DELLA CELLA	16
FIGURA 1.9 : COLLEGAMENTO DI PIÙ CELLE IN SERIE.....	19
FIGURA 1.10 : COLLEGAMENTO DI PIÙ CELLE IN PARALLELO.....	19
FIGURA 1.11 : COMPOSIZIONE DI UN MODULO FOTOVOLTAICO	20
FIGURA 1.12 : COMPOSIZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	20
FIGURA 1.13 : I DIODI DI BLOCCO IMPEDISCONO LA CIRCOLAZIONE DI CORRENTE INVERSA TRA LE STRINGHE.....	22
FIGURA 1.14 : LO SCHEMA GENERALE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA RETE	22
FIGURA 1.15 : MOVIMENTI POSSIBILI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO MOTORIZZATO CON ASSOCIAZIONE DEI GUADAGNI RISPETTO AD UN IMPIANTO FISSO INCLINATO (B= 30°/35°) ED ORIENTATO A SUD (0°)	25
FIGURA 1.16 : MODELLI INVERTER FOTOVOLTAICI IN VENDITA (A SINISTRA AURORA POWER-ONE; A DESTRA SMA SUNNY BOY).....	31
FIGURA 1.17 : GRAFICO RAPPRESENTATE LA CARATTERISTICA ELETTRICA DI UNA CELLA.....	32
FIGURA 1.18 : CARATTERISTICA DI UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CORRENTE-TENSIONE E POTENZA- TENSIONE AL VARIARE DELL'INSOLAZIONE	32
FIGURA 1.19 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE NEL CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	33

FIGURA 1.20 : CARATTERISTICA DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON PUNTO MINIMO DI FUNZIONAMENTO INVERTER (BLU CORRENTE - TENSIONE, ROSSO POTENZA - TENSIONE).....	33
FIGURA 2.1 : MODELLO SPERIMENTALE DI APPROSSIMAZIONE DEL COMPORTAMENTO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA	34
FIGURA 2.2 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA	35
FIGURA 2.3 : MODELLO DI APPROSSIMAZIONE DI UNA CELLA DENOMINATO “MODELLO A OTTO PARAMETRI”	36
FIGURA 2.4 : VARIAZIONI DELLA CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE AL VARIARE DI UNO DEI DUE PARAMETRI (DESTRA : PARAMETRO RS , SINISTRA: PARAMETRO RP)	37
FIGURA 2.5 : CONFRONTO DI DUE CARATTERISTICHE CORRENTE – TENSIONE AL VARIARE DEL PARAMETRO A	39
FIGURA 2.6 : CONFRONTO DI DUE CARATTERISTICHE CORRENTE – TENSIONE AL VARIARE DEL PARAMETRO IPH	40
FIGURA 2.7 : CONFRONTO DI DUE CARATTERISTICHE CORRENTE – TENSIONE AL VARIARE DEL PARAMETRO IS1	40
FIGURA 2.8 : CONFRONTO DI DUE CARATTERISTICHE CORRENTE – TENSIONE AL VARIARE DEL PARAMETRO RS.....	41
FIGURA 2.9 : SCHEMA DI REALIZZAZIONE DEL SIMULATORE MATEMATICO	43
FIGURA 2.10 : DATA SHEET DI UN PANNELLO FOTOVOLTAICO (SONO EVIDENZIATI I PARAMETRI UTILIZZATI PER L’IDENTIFICAZIONE)	43
FIGURA 2.11 : CURVA CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE DI UN PANNELLO	46
FIGURA 2.12 : CURVA CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE FORNITA DAL COSTRUTTORE	46
FIGURA 2.13: ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA UNA STRINGA NEL CASO UNIFORME	51
FIGURA 2.14 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA UNA STRINGA NEL CASO UNIFORME ($1000 W/m^2$).....	52
FIGURA 2.15 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA UNA STRINGA NEL CASO UNIFORME ($800 W/m^2$).....	53
FIGURA 2.16 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA UNA STRINGA NEL CASO UNIFORME ($800 W/m^2$).....	53
FIGURA 2.17 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA UNA STRINGA NEL CASO UNIFORME ($500 W/m^2$).....	54
FIGURA 2.18 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA UNA STRINGA NEL CASO UNIFORME ($500 W/m^2$).....	55
FIGURA 2.19 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA PANNELLI CON 20 CELLE.....	56
FIGURA 2.20 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA PANNELLI CON 20 CELLE.....	56

FIGURA 2.21 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA DUE STRINGHE.....	57
FIGURA 2.22 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UN IMPIANTO COMPOSTO DA DUE STRINGHE.....	58
FIGURA 2.23 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	60
FIGURA 2.24 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	60
FIGURA 2.25 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	61
FIGURA 2.26 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	62
FIGURA 2.27 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO NEL CASO NON UNIFORME	63
FIGURA 2.28 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO NEL CASO NON UNIFORME	63
FIGURA 2.29 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	65
FIGURA 2.30 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	65
FIGURA 2.31 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	67
FIGURA 2.32 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UNA STRINGA NEL CASO NON UNIFORME	67
FIGURA 2.33 : ESEMPIO CARATTERISTICA CORRENTE - TENSIONE DI UN IMPIANTO NEL CASO NON UNIFORME	68
FIGURA 2.34 : ESEMPIO CARATTERISTICA POTENZA - TENSIONE DI UN IMPIANTO NEL CASO NON UNIFORME	68
FIGURA 3.1 : IMPIANTO FOTOVOLTAICO ERSE	70
FIGURA 3.2 : FOTO PANNELLO SOLARE SOLARDAY DEL TIPO PX60-220.....	70
FIGURA 3.3 : MP-170	72
FIGURA 3.4 : CONNESSIONE MP-170 SU UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	72
FIGURA 3.5 : FUNZIONAMENTO ELETTRONICO EKO MP-170.....	73
FIGURA 3.6 : DATA SHEET DI UN PANNELLO FOTOVOLTAICO DEL TIPO PX60-220	75
FIGURA 3.7 : CURVA CARATTERISTICA DEL MODULO IN ESAME PRESENTE SUL DATA SHEET (IN ROSSO: POTENZA – TENSIONE, IN BLU: CORRENTE - TENSIONE)	76
FIGURA 3.8 : CURVA CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE OTTENUTA TRAMITE IL NOSTRO SIMULATORE	76

FIGURA 3.9 : CURVA CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE OTTENUTA TRAMITE IL NOSTRO SIMULATORE	77
FIGURA 3.10 : CONFRONTO CURVE CARATTERISTICHE CORRENTE – TENSIONE (BLU : SIMULATORE , ROSSO : RILEVAZIONI IMPIANTO)	79
FIGURA 3.11 : CONFRONTO CURVE CARATTERISTICHE POTENZA – TENSIONE (BLU : SIMULATORE , ROSSO : RILEVAZIONI IMPIANTO)	80
FIGURA 3.12 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	81
FIGURA 3.13 : CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	82
FIGURA 3.14 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	83
FIGURA 3.15 : CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	83
FIGURA 3.16 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	84
FIGURA 3.17 : CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	85
FIGURA 3.18 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	86
FIGURA 3.19 : CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	86
FIGURA 3.20 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	87
FIGURA 3.21 : CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	88
FIGURA 3.22 : CARATTERISTICA CORRENTE – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	89
FIGURA 3.23 : CARATTERISTICA POTENZA – TENSIONE IN UN CASO DI IRRAGGIAMENTO NON UNIFORME	89

Abstract

Un impianto fotovoltaico è un sistema elettrico composto da celle che sfruttano l'energia solare per produrre elettricità direttamente. Le tipologie di tali impianti si raggruppano in due categorie: la prima comprende quelli denominati 'ad isola' utilizzati per alimentare utenze senza connessione alla rete nazionale (esempio baite o rifugi). La seconda comprende gli impianti connessi ad una rete di distribuzione esistente gestita da terzi (grid-connect). Gli impianti fotovoltaici devono avere un inverter che sia anche in grado di inseguire il punto di massima potenza istante per istante garantendo così il massimo rendimento anche con irraggiamento non uniforme (MPPT).

L'obiettivo di questa tesi consiste nella creazione di un modello matematico del campo fotovoltaico, il quale, in funzione dell'irraggiamento solare dei pannelli (non necessariamente uniforme) e delle tensioni di funzionamento, fornisca la corrente e la potenza prodotta dal campo. Questo modello potrebbe consentire quindi la verifica ed eventualmente la definizione di una strategia di controllo per l'ottimizzazione del punto di funzionamento del sistema nelle differenti situazioni di irraggiamento solare.

Sinora non è mai stato realizzato un simulatore di impianto fotovoltaico in grado di replicare la curva caratteristica corrente-tensione con insolazione non uniforme e, tale realizzazione apre possibilità di ricerca sullo sviluppo di applicazioni per gli inverter fotovoltaici.

In tale modello matematico, sono state effettuate delle semplificazioni che hanno permesso di ridurre i calcoli e il processo di determinazione dei parametri introducendo approssimazioni di lieve entità, soprattutto nell'intervallo di funzionamento di nostro interesse.

Dalle prove effettuate abbiamo constatato che tale approssimazione è sufficiente per lo scopo del modello ossia, poter costruire un simulatore in modo da testare gli inverter per impianti fotovoltaici.

Introduzione

La sfida del nostro secolo è la ricerca di nuove fonti energetiche e il potenziamento nell'utilizzo di quelle già note. Le fonti energetiche rappresentano quelle sorgenti utilizzate per eseguire un lavoro; queste sono di natura diversa e possono essere raggruppate in categorie di appartenenza.

Una classificazione distingue le fonti dette "esauribili" da quelle "rinnovabili": della categoria delle fonti esauribili fanno parte i combustibili fossili (il petrolio, il carbone, il gas naturale) e quelli nucleari. Attualmente, la categoria dei combustibili fossili risulta essere la più utilizzata essendovi maggiore reperibilità in base alle conoscenze scientifiche attuali e, di conseguenza, dai costi relativamente moderati. Oltre a questa motivazione economica, l'utilizzo dei combustibili fossili è conveniente anche a causa della alta densità energetica che è in grado di produrre nella combustione, densità non equiparabile, con le conoscenze attuali, alle fonti non esauribili. Per via della crescente domanda di fabbisogno energetico, essendo fonti esauribili e quindi avendo una capacità limitata, si è creata l'esigenza di ricercare nuove sorgenti rinnovabili per soddisfare tali richieste. Oltre a tale necessità materiale, si è diffusa anche una necessità ecologica, in quanto la combustione provoca un aumento nell'atmosfera di anidride carbonica che contribuisce al surriscaldamento della Terra. In definitiva, il dovere della comunità è quello di reperire fonti alternative inesauribili (rinnovabili) ed ecologicamente compatibili.

Nell'ambito delle fonti rinnovabili si raggruppano le biomasse, l'energia idroelettrica, eolica, geotermica e solare; le biomasse rappresentano la più antica forma di energia sfruttata dall'uomo in quanto il legno, o altri materiali organici, sono stati facilmente reperibili e utilizzabili per produrre calore. Attualmente lo

sfruttamento di tale risorsa, soprattutto nei paesi industrializzati, è intesa come combustione di scarti di lavorazione dell'industria agroalimentare, del legno o di biomasse a crescita stagionale appositamente coltivate.

L'energia idroelettrica usa l'energia potenziale dell'acqua situata in alta quota presso bacini montani; l'acqua, percorrendo delle condotte forzate, agisce su una turbina producendo poi elettricità. Per aumentare la quantità di energia prodotta, vengono costruite dighe creando appositi bacini artificiali, che risultano essere ad alto impatto ambientale soprattutto se questi sono di grandi dimensioni.

L'energia geotermica viene generata per mezzo di fonti geologiche di calore e si basa sulla produzione di calore naturale della Terra; tali fonti sono poi alimentate dall'energia termica rilasciata durante i processi di decadimento nucleare di elementi radioattivi (uranio, torio, potassio) contenuti naturalmente all'interno del pianeta. L'utilizzo della detta energia consiste nel convogliare i vapori provenienti dalle sorgenti d'acqua del sottosuolo verso apposite turbine atte alla produzione di elettricità, nonché nel riutilizzare tale vapore per il riscaldamento urbano o le coltivazioni in serra.

In antichità l'energia eolica è stata utilizzata per mezzo di mulini a vento o tramite le vele delle navi. Attualmente, essa è sfruttata al fine di alimentare turbine eoliche per la produzione elettrica (figura 0.3). Le presenti turbine si compongono di un rotore con tre pale poste in azione dal vento; gli svantaggi di questa fonte energetica sono la localizzazione geografica, in quanto si necessitano ampi spazi per ovvi motivi strutturali; inoltre vi è da sottolineare un certo impatto ambientale da parte delle stesse, essendo queste rumorose e pericolose nel caso di una eventuale rottura. Esistono varie tipologie di impianti eolici legati alla natura del luogo dove vengono installati (terra, mare) e lo studio

di soluzioni innovative di realizzazione sia di localizzazione stanno rendendo la presente fonte di energia idonea a prospettive di crescita elevate.

L'energia solare è la più diffusa e presente rispetto alle altre fonti energetiche ed è il motore di qualsiasi attività terrestre (figura 0.1 , figura 0.2). Il Sole invia sul pianeta una quantità di energia enorme, ma solo una parte di essa può essere convertita in elettricità per mezzo dei pannelli solari.

Un'alternativa al fotovoltaico è il solare termodinamico che, al posto delle celle fotovoltaiche, utilizza specchi parabolici che concentrano la luce del Sole su un tubo ricettore. All'interno dello stesso, un fluido adeguato assorbe calore e lo rilascia ad un generatore di vapore posizionato in un ciclo termodinamico classico. Lo svantaggio di questo processo è il copioso numero di passaggi necessari da effettuare al fine di ottenere elettricità (figura 0.4).

Le biomasse e l'energia idroelettrica, soprattutto nei paesi industrializzati, già da tempo sono sfruttate; infatti, tali fonti sono classificate come "rinnovabili classiche" per distinguerle da quelle "non convenzionali" come l'eolico e il solare, sulle quali si concentrano i numerosi e più recenti sforzi di sviluppo.

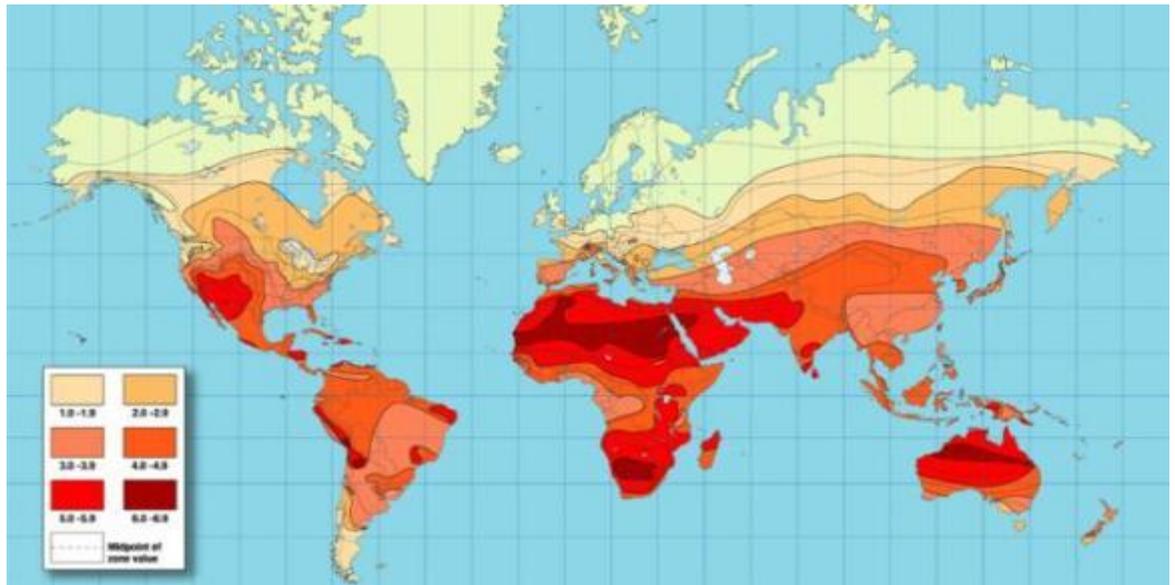


Figura 0.1 : Radiazione solare nel mondo

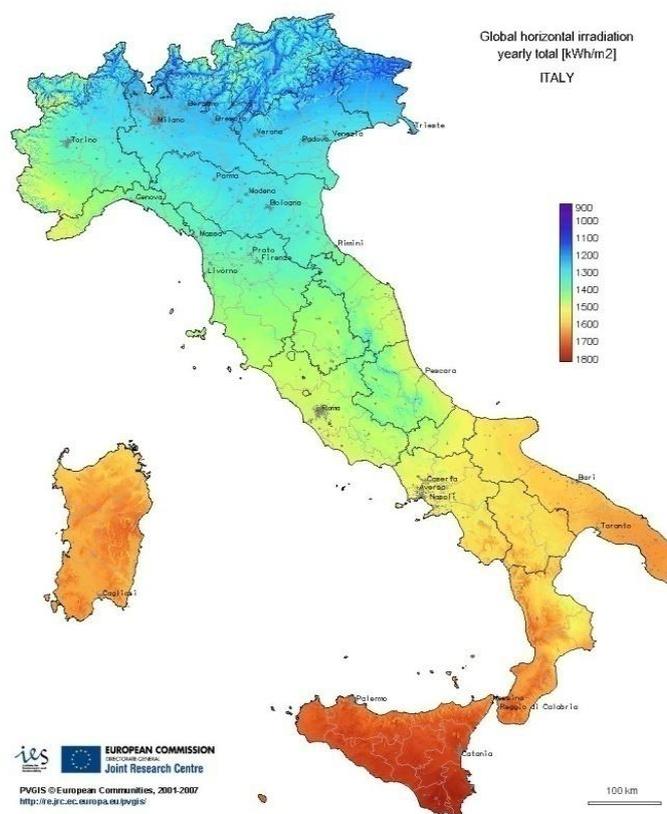


Figura 0.2 : Radiazione solare orizzontale annua (W/m^2) sul territorio italiano (Fonte: Joint Research Center - Ispra)



Figura 0.3 : Turbina a vento. Basso Reno, Germania



Figura 0.4: Solare termodinamico. Specchi parabolici vengono disposti in righe per massimizzare l'accumulo di energia solare nel minimo spazio possibile.

Impianto Fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico è un sistema elettrico composto da celle che sfruttano l'energia solare per produrre elettricità direttamente.

Le tipologie di tali impianti si possono raggruppare in due categorie: la prima comprende quelli denominati 'ad isola' (stand-alone), i quali sono utilizzati per alimentare utenze senza possibilità di connessione alla rete nazionale, essendo posti in luoghi inaccessibili, per esempio baite o rifugi, rendendo tali abitazioni autosufficienti. La seconda comprende gli impianti connessi ad una rete di distribuzione esistente gestita da terzi (grid-connect), in cui l'obiettivo primario è quello di produrre energia per venderla. Per via degli incentivi stipulati, quest'ultima categoria risulta essere la più diffusa sul territorio nazionale. Gli impianti fotovoltaici devono avere un inverter che sia in grado di inseguire il punto di massima potenza istante per istante garantendo così il massimo rendimento anche nel caso di irraggiamento non uniforme. Tali algoritmi sono chiamati MPPT (Maximum Power Point Tracker) e verranno accennati nei prossimi capitoli.

Obiettivo

Questa tesi è stata sviluppata in collaborazione con RSE S.p.A. (Ricerca sul Sistema Energetico), un centro di ricerca a capitale pubblico attivo su diverse tematiche riguardanti il sistema elettrico ed energetico.

L'obiettivo di questa tesi consiste nella creazione di un modello matematico del campo fotovoltaico, il quale, in funzione dell'irraggiamento solare dei pannelli (non necessariamente uniforme) e delle tensioni di funzionamento, fornisca la corrente e la potenza prodotta dal campo.

Questo modello potrebbe quindi consentire la verifica ed eventualmente la definizione di una strategia di controllo per l'ottimizzazione del punto di funzionamento del sistema nelle differenti situazioni di irraggiamento solare.

Il simulatore è stato implementato a livello *software* con possibilità future di realizzazione anche a livello *hardware*.

Organizzazione tesi

La tesi è strutturata in quattro capitoli, successivi ad una breve introduzione del mio lavoro.

Il primo cercherà di approfondire la fenomenologia della cella, che è la base dell'impianto fotovoltaico, analizzandone i comportamenti, previa modifica dei parametri di ingresso. Sempre in tale capitolo si analizzerà l'inverter, altro componente fondamentale per la regolazione dell'impianto stesso.

Nel secondo capitolo si procederà ad una descrizione dettagliata del modello matematico dell'impianto fotovoltaico, analizzandone i passi per la sua realizzazione e mostrando i risultati ottenuti tramite l'utilizzo di grafici.

Il terzo capitolo servirà per validare il modello tramite prove eseguite sperimentalmente su pannelli reali confrontati graficamente a quelli ottenuti con il simulatore per verificarne il corretto funzionamento;

Nell'ultimo, invece, si trarranno le dovute conclusioni sul lavoro eseguito indicandone eventuali problematiche e possibilità di sviluppo.

Capitolo 1 Impianto Fotovoltaico

1.1 Cella solare

La **cella** fotovoltaica è l'unità di base di un modulo fotovoltaico nel quale un gruppo di celle sono collegate in serie o in parallelo. Si tratta di un dispositivo costituito da una giunzione P-N di materiale semiconduttore, solitamente silicio opportunamente trattato, che provvede alla trasformazione dell'energia solare direttamente in energia elettrica.

1.1.1 Composizione cella

Il silicio viene inizialmente purificato e fuso per formare un lingotto che sarà poi tagliato in film sottili dell'ordine dei micron. Esso è in seguito drogato per formare la giunzione P-N : nella sezione P, il silicio viene drogato con materiale trivalente (es. boro), quindi questa sezione presenta lacune nel reticolo cristallino, mentre nella sezione N il silicio è drogato con materiale pentavalente (es. fosforo), per cui il reticolo presenta degli elettroni in eccesso. Il contatto diretto delle due sezioni tende a far fluire gli elettroni in eccesso verso la zona dove sono presenti maggiori lacune, definendo una regione detta di carica spaziale, nella quale le lacune sono colmate dagli elettroni (figura 1.1). Il processo ha termine quando il campo elettrico che si è generato a causa dello spostamento delle cariche da una sezione all'altra, controbilancia il moto di

diffusione (condizione di equilibrio). Vengono applicati a seguire contatti elettrici sulle superfici, di cui quella anteriore è trattata tramite un materiale riflettente. Le celle sono incapsulate in modo tale che risultino isolate elettricamente dall'esterno e quindi, siano protette da eventuali agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche. Naturalmente, queste devono essere resistenti ai raggi ultravioletti, all'abrasione, nonché alle basse temperature e ai suoi sbalzi (figura 1.2). Tali proprietà devono mantenersi per tutto il tempo di attività della cella stessa.

La corrente elettrica si crea quando la cella viene esposta alla luce.

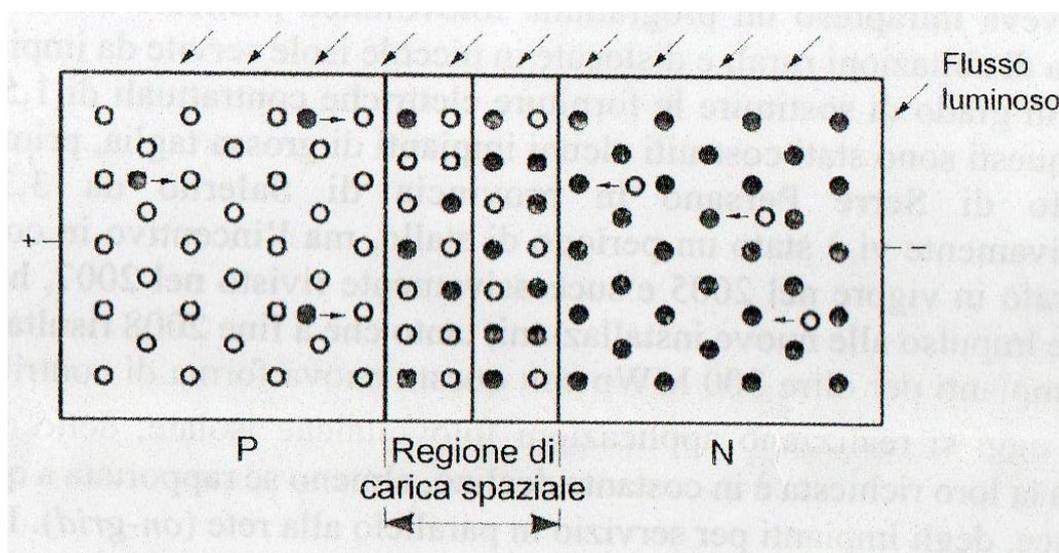


Figura 1.1 : Comportamento della giunzione P-N esposta alla luce

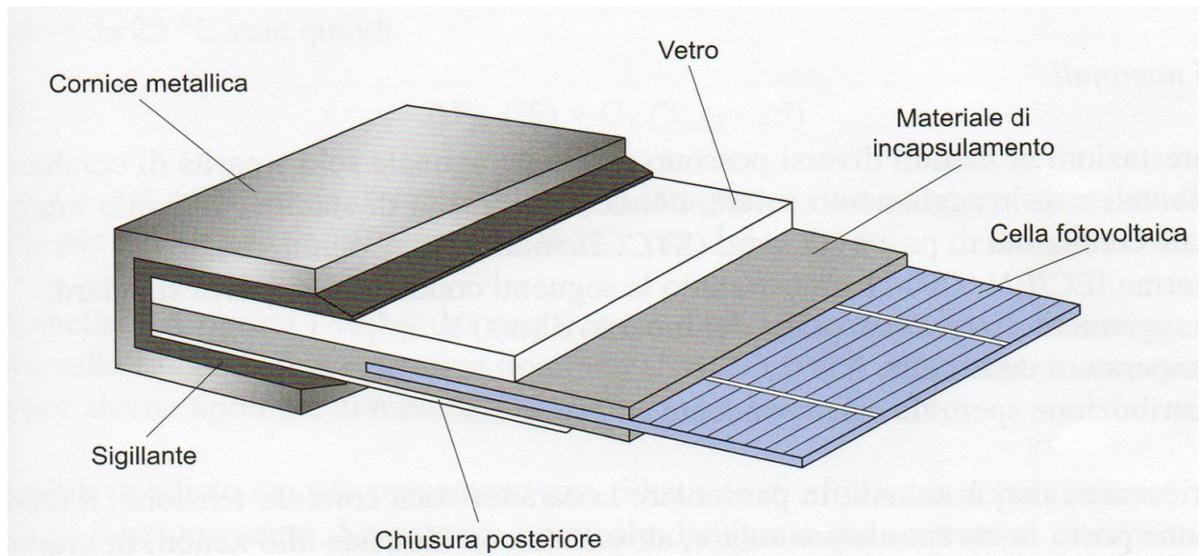


Figura 1.2 : Tipica struttura di assemblaggio delle celle di un modulo in silicio cristallino

1.1.2 Fenomenologia

Con l'esposizione alla luce della giunzione P-N, questa fornisce energia ad alcuni elettroni attraverso una particella (fotone) associata alle onde elettromagnetiche (effetto fotoelettrico), in maniera sufficiente per potersi muovere liberamente nel reticolo creando, al contempo, altrettanti posti vuoti (lacune) (figura 1.3). In seguito, gli elettroni sono attirati verso la zona N (caricata positivamente) e le lacune verso la zona P (caricata negativamente). Questo moto di cariche è all'origine della generazione elettrica fotovoltaica.

Non tutta la radiazione dello spettro solare è in grado di generare delle coppie elettrone/lacuna, in quanto solo i fotoni con energia sufficiente (con lunghezza d'onda inferiore a $1.15 \mu\text{m}$ nel caso del silicio) sono in grado di attivare questo fenomeno. All'interno della cella fotovoltaica vi sono inefficienze che abbassano

il rendimento della stessa quali l'incapacità di alcuni fotoni incidenti sulla cella di penetrare all'interno, e da alcune coppie elettrone/lacune che si ricombinano prima che esse possano essere separate dal campo elettrico. Le presenti celle in silicio hanno un rendimento tra il 10 e il 20%, ma, tramite nuove tecniche di realizzazione sperimentali in laboratorio, raggiungono altresì rendimenti intorno al 30%. Tramite l'utilizzo di altri materiali e altre tecniche per la creazione delle celle fotovoltaiche è stato constatato che la resa può incrementare sino al 60%.

Una tipica cella fotovoltaica in silicio mono o multi cristallino possiede uno spessore complessivo tra 0.25 e 0.35 mm e misura 125X125 mm producendo, con un irraggiamento di 1 kW/m^2 ad una temperatura di 25°C , una corrente compresa tra i 3 e i 4 A ed una tensione di circa 0.5 V (figura 1.4).

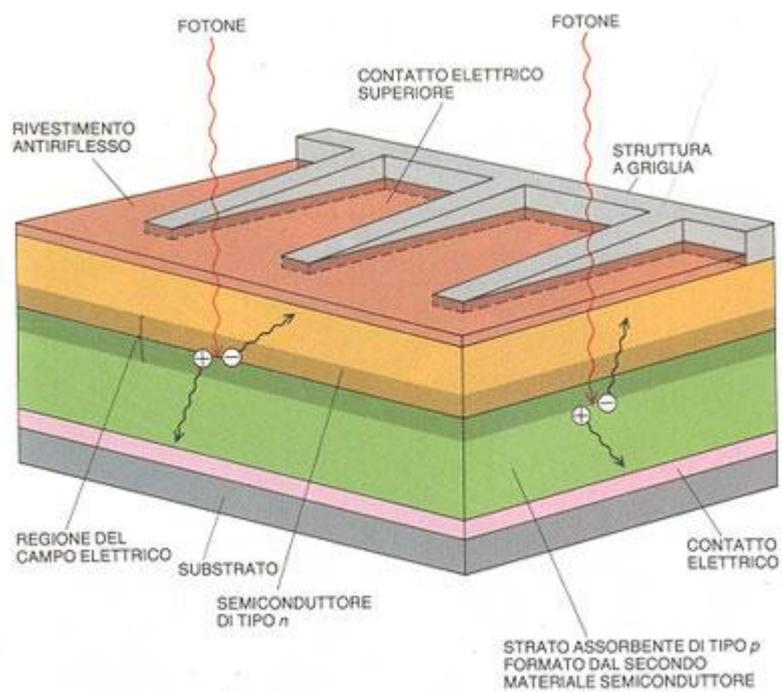


Figura 1.3 : Struttura della cella fotovoltaica

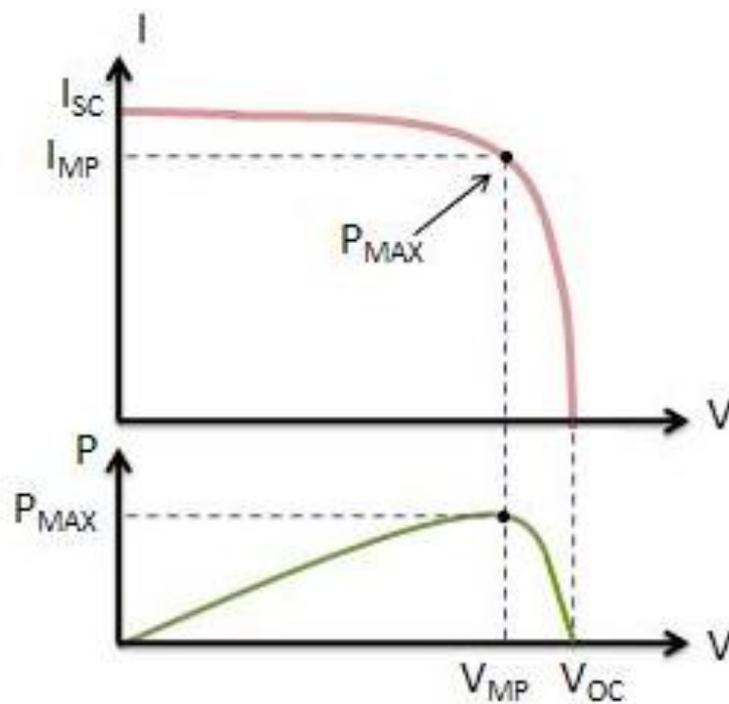


Figura 1.4 : Caratteristica di una cella/pannello fotovoltaico (sopra : corrente – tensione, sotto : potenza - tensione)

1.1.3 Irraggiamento

L'irraggiamento solare nell'attraversare l'atmosfera terrestre si attenua in quanto viene in parte riflessa e in parte assorbita (vapore d'acqua, ozono, ecc ...). La radiazione che prosegue viene parzialmente diffusa dall'aria; in seguito, raggiungendo essa una superficie orizzontale, è composta da una radiazione diretta e da una radiazione diffusa, che arriva sulla superficie dal cielo da ogni direzione (figura 1.5). In una giornata soleggiata, la componente diffusa può arrivare al 10 - 20% della radiazione globale ricevuta dalla superficie orizzontale. Con cielo completamente coperto la radiazione è soltanto quella diffusa (figura 1.6).

Esponendo la cella a radiazioni solari, al variare di questa può produrre una quantità di corrente variabile; maggiore è l'irraggiamento, maggiore sarà la corrente prodotta a parità di tensione; di conseguenza, se minore sarà l'irraggiamento, minore sarà la corrente (figura 1.7).

1.1.4 Temperatura

La temperatura è un altro elemento importante per la cella solare. Mentre l'irraggiamento regola e modifica la corrente prodotta dalla cella, la temperatura ne modifica la tensione di questa. Esiste una relazione inversamente proporzionale che all'aumentare della temperatura genera una diminuzione di tensione erogata, mentre alla diminuzione del calore è associata un aumento della tensione corrispondente (figura 1.8)

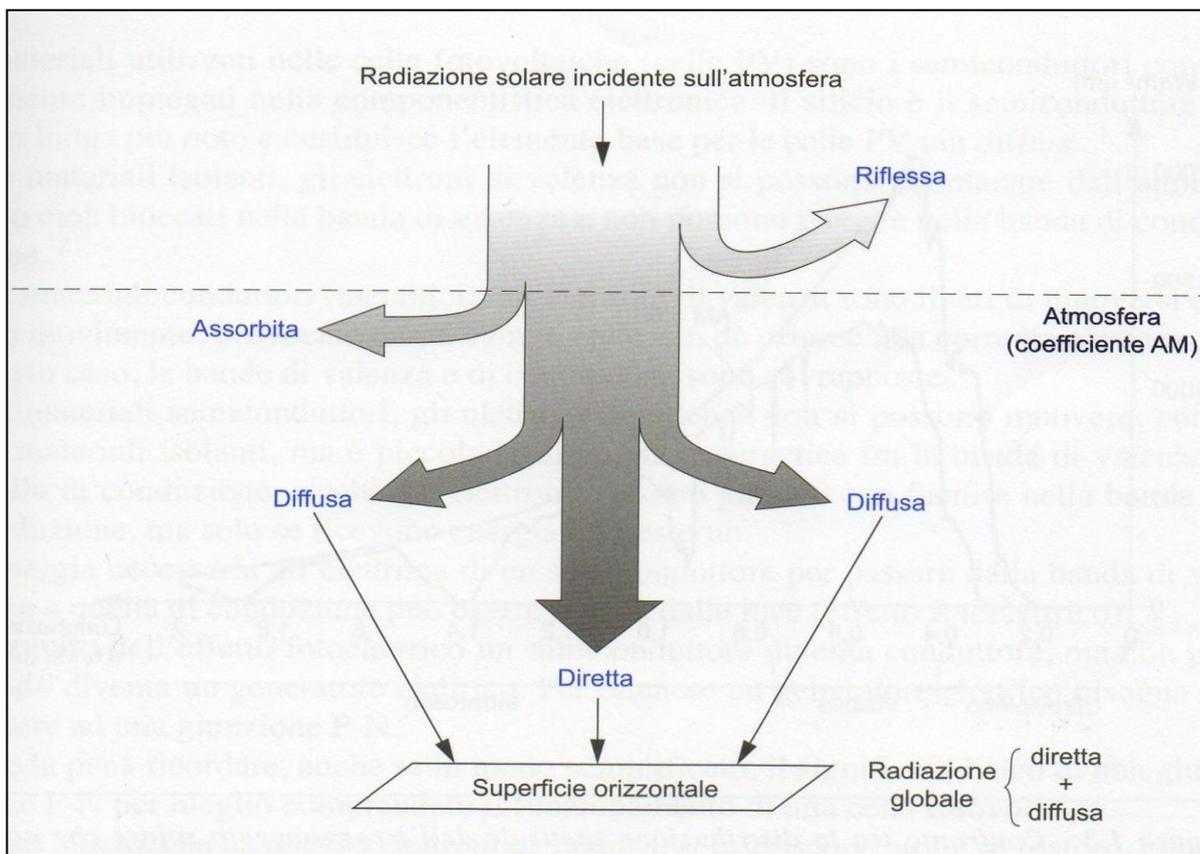


Figura 1.5 : Radiazione solare incidente sull'atmosfera e composizione della radiazione solare su una superficie orizzontale

Intensità approssimata della radiazione solare.

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m ²	600 W/m ²	500 W/m ²	400 W/m ²	300 W/m ²	200 W/m ²	100 W/m ²	50 W/m ²
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Figura 1.6 : Composizione dell'intensità della radiazione solare al variare della condizione meteo

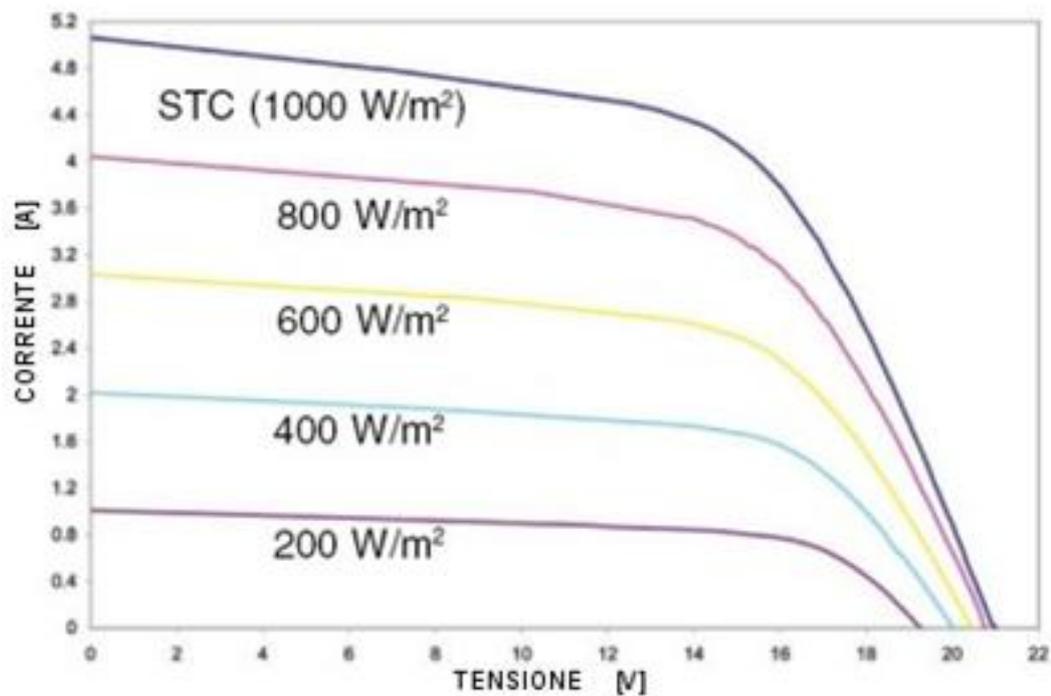


Figura 1.7 : Variazione curva corrente - tensione di una cella in silicio cristallino a vari livelli di irraggiamento solare

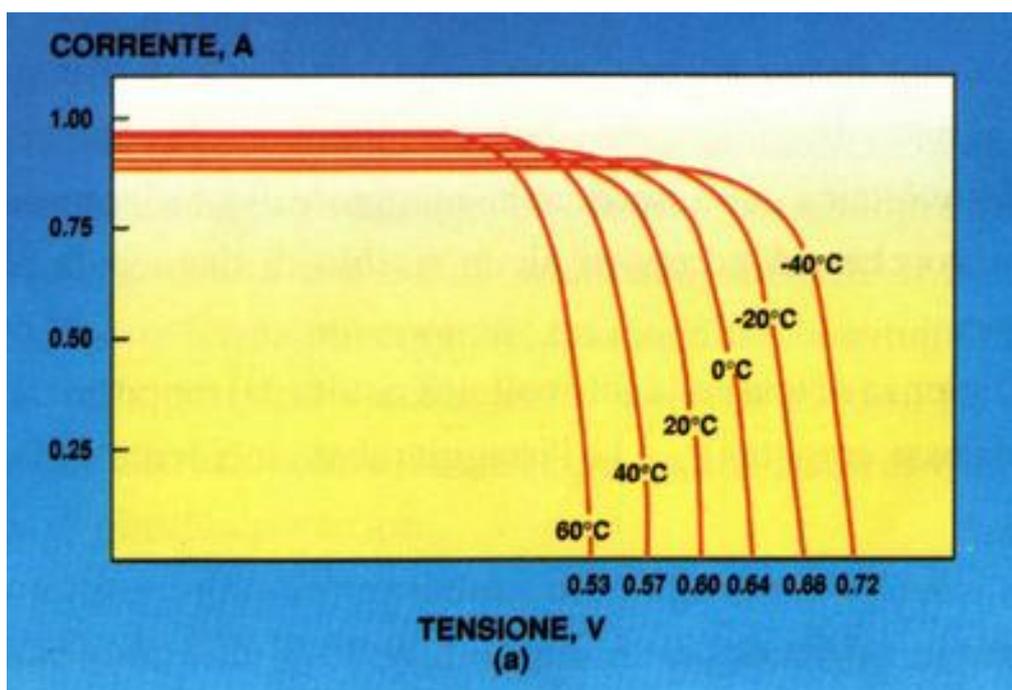


Figura 1.8 : Variazione della caratteristica corrente - tensione di una cella in silicio cristallino con la temperatura della cella

1.1.5 Tipologia celle

Le celle al silicio cristallino si dividono in monocristallino o policristallino: le monocristallino hanno una resa migliore rispetto alle 'poli' in caso di esposizione ottimale, ovvero, con luce perpendicolare e assenza di nuvole (fino al 16%). Le celle in silicio policristallino sono composte da molti cristalli di silicio per cui esse, a differenza delle mono, risultano avere maggiori rendimenti in caso di scarse condizioni atmosferiche o di non perpendicolarità dei raggi solari.

Esistono altri tipi di celle fotovoltaiche come ad esempio quelle all'arsenuro di gallio al posto del silicio, molto più efficienti ma che attualmente ricoprono comunque un mercato limitato in quanto richiedono tecniche molto più costose di produzione e che quindi risultano comunque svantaggiose.

Sta riscuotendo molto interesse l'utilizzo del silicio amorfo al posto del silicio cristallino (pannelli a Film Sottile). In questo caso, non si parla più di celle fotovoltaiche poiché il silicio si deposita direttamente su delle superfici che possono essere anche molto ampie. Lo svantaggio di questa tecnica è la riduzione delle prestazioni nel tempo; per questo motivo, si preferisce usare tale tecnica solo per alimentare piccoli utilizzatori (es. calcolatrici tascabili, orologi,..).

Ultimamente si è riuscito a risolvere tale problema inserendo più strati di silicio che rendono comunque l'amorfo più economico di quello cristallino. La presente tipologia di fotovoltaico, dotata di un rendimento basso (intorno al 4 / 8%) si adatta però al caso di irraggiamento diffuso (cielo coperto).

Naturalmente, oltre al materiale utilizzato per migliorare il rendimento, esistono a livello sperimentale diverse tecniche di realizzazione (es.: Beam Splitting); attraverso la ricerca, queste tecniche potrebbero essere utilizzate se solo si

riuscisse a ridurre gli eccessivi costi di produzione per la commercializzazione (rendimenti teorici intorno al 60%). [3]

1.1.6 Serie e Parallelo

Una cella fotovoltaica eroga una potenza di qualche Watt, troppo piccola per gli impieghi per la quale è destinata. Un insieme di celle fotovoltaiche uguali vengono opportunamente collegate elettricamente ed assemblate in un idoneo supporto per raggiungere la tensione, la corrente e la potenza desiderata. L'insieme realizzato prende il nome di pannello o **modulo** che è l'elemento di base presente in commercio per la realizzazione di impianti fotovoltaici (figura 1.11).

La **tensione** totale di più celle collegate in serie è data dalla somma delle tensioni, mentre la corrente riguarda la singola cella (figura 1.9). Per quanto riguarda, invece, il caso di più celle collegate in parallelo, esse forniscono come **corrente** la somma delle correnti dei singoli rami mentre la tensione è quella della singola cella (figura 1.10).

Combinando tra loro blocchi di celle in serie e in parallelo si ottengono moduli con tensioni e correnti diverse.

Un insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere la tensione e la potenza desiderata prende il nome di **stringa**; un insieme di pannelli compone un **campo** fotovoltaico (figura 1.12).

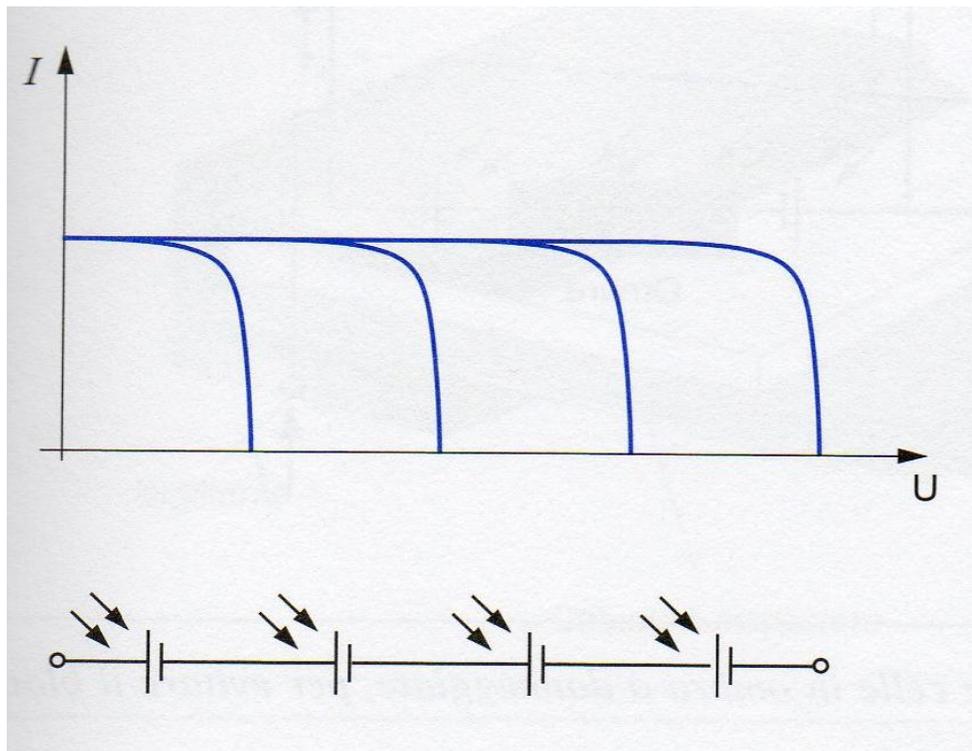


Figura 1.9 : Collegamento di più celle in serie

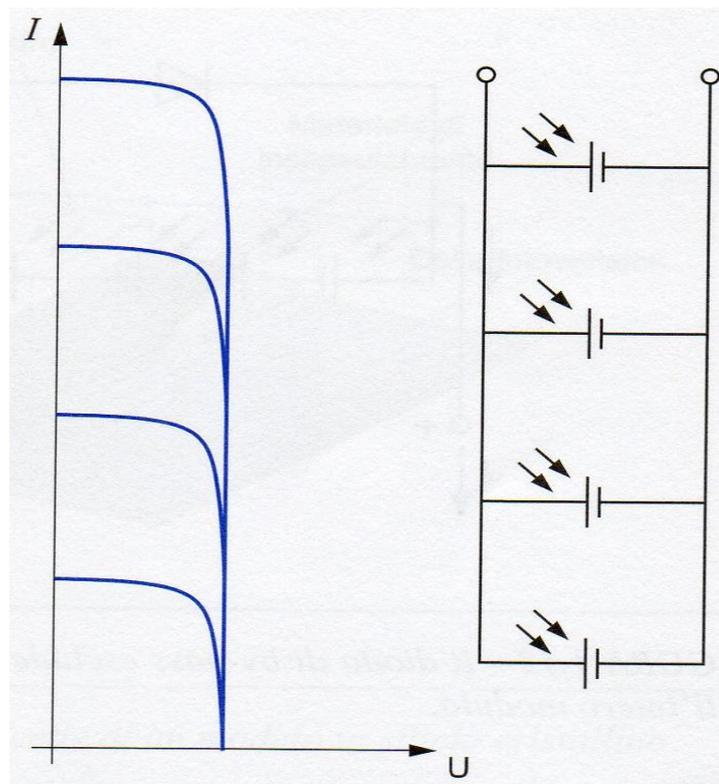


Figura 1.10 : Collegamento di più celle in parallelo

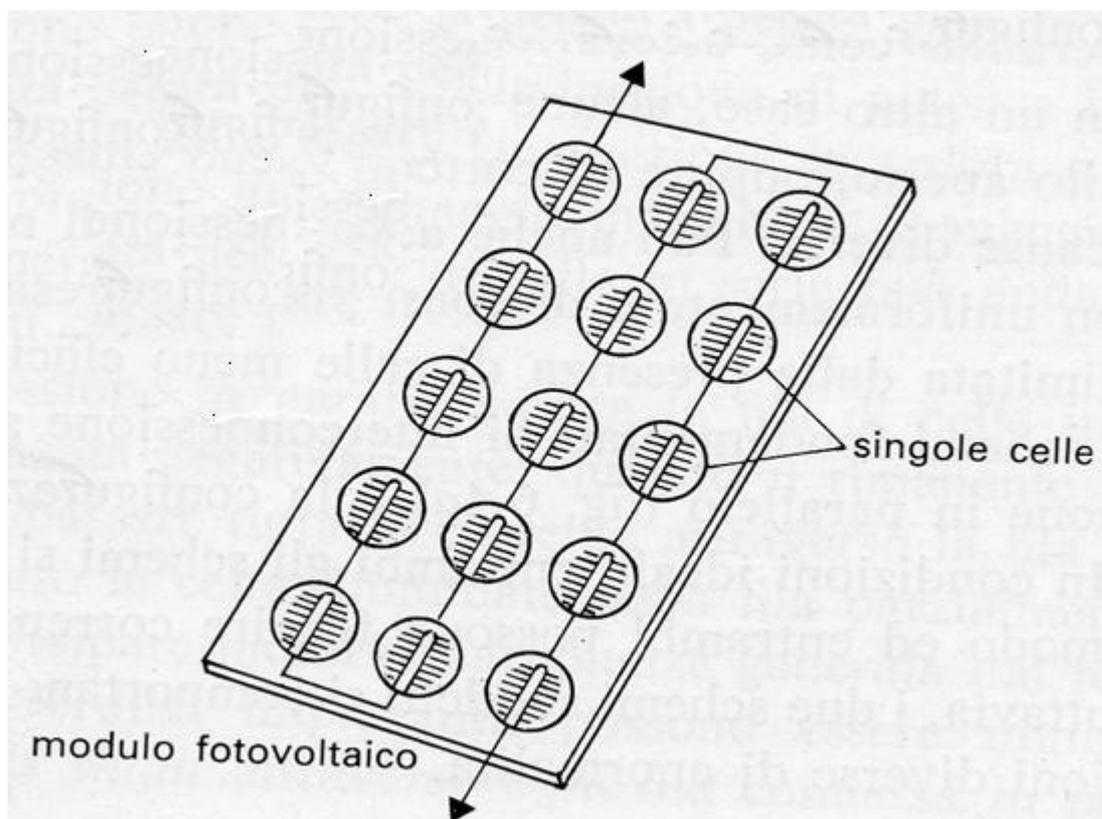


Figura 1.11 : Composizione di un modulo fotovoltaico

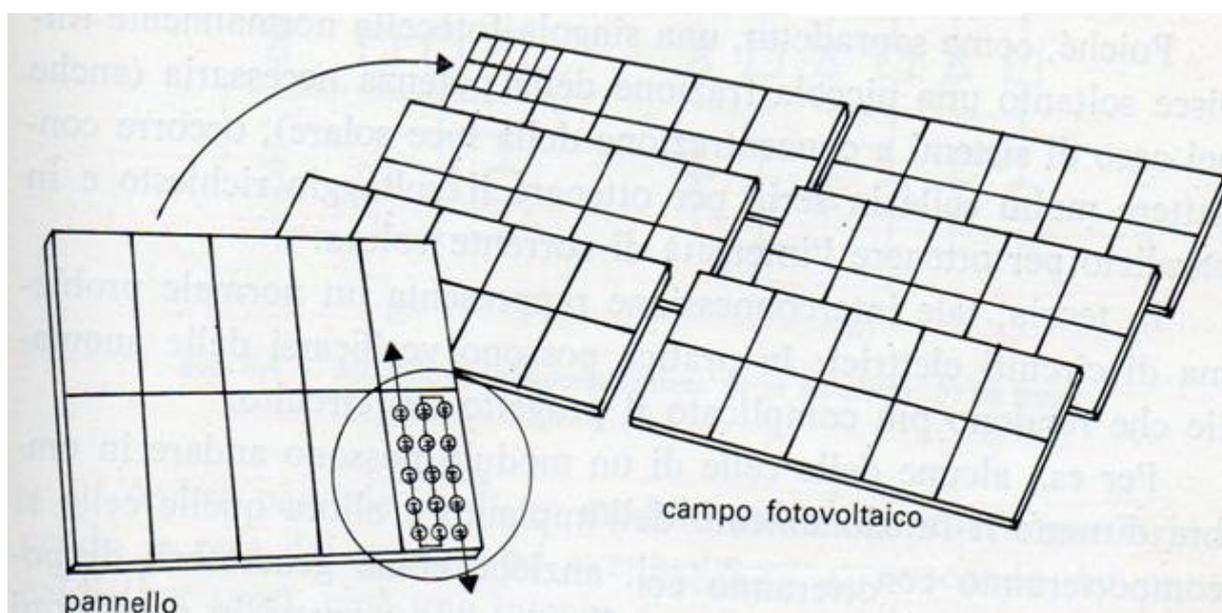


Figura 1.12 : Composizione di un impianto fotovoltaico

1.1.7 Protezioni

Esistono delle protezioni per evitare il danneggiamento sia del modulo che della stringa di celle; infatti, le celle fotovoltaiche pur essendo teoricamente uguali, non lo sono nella realtà, a causa delle inevitabili differenze di fabbricazione e per il loro deterioramento nel tempo; inoltre, può capitare che alcuni moduli risultino non esposti al sole o con diverso irraggiamento. In tali casi, si forma una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore a quelle di tensione minore e di conseguenza una parte della potenza prodotta dal modulo si perde al suo interno con possibilità di danneggiamento dello stesso. Per evitare tali problematiche, si sceglie di inserire in parallelo, ad un certo numero di celle in serie, un diodo che, in caso di mancanza di insolazione, fa sì che la corrente attraversi le celle ma non le danneggi. Questi **diodi** vengono chiamati di “protezione” o “**by-pass**”.

Ovviamente, l’insolazione non è costante e per tale motivo capita, durante la giornata, che le celle solari non producano energia (per esempio nelle ore notturne). Molto spesso questi campi fotovoltaici sono collegati direttamente alla rete nazionale, senza l’utilizzo di batterie o accumulatori; per tale motivo, risulta quindi necessario proteggerli da eventuali sbalzi di tensione o di corrente entrante dalla rete verso le celle. Per evitare questo fenomeno è presente anche qui un diodo che viene applicato all’estremità di ogni stringa nominato “**diodo di blocco**”. Questo diodo viene inserito solo se necessario e a volte viene sostituito da una valvola apposita (figura 1.13).

Lo schema generale e completo di un impianto fotovoltaico connesso alla rete è quello mostrato nella figura 1.14.

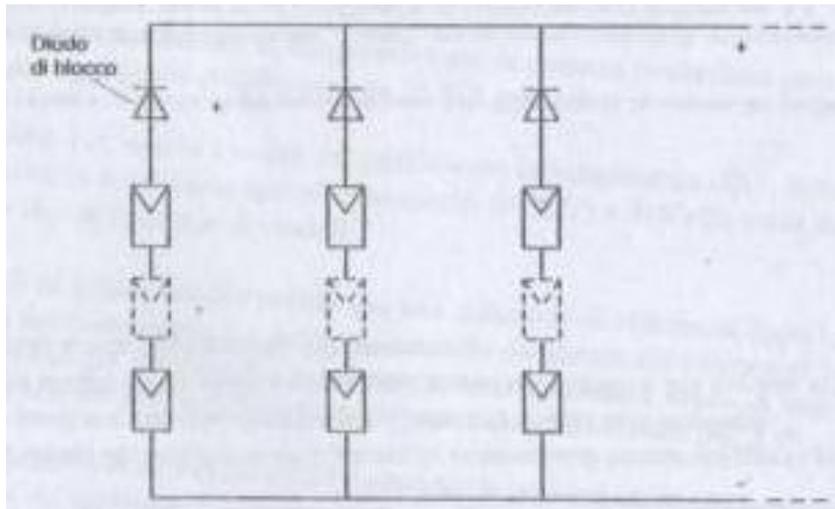


Figura 1.13 : I diodi di blocco impediscono la circolazione di corrente inversa tra le stringhe

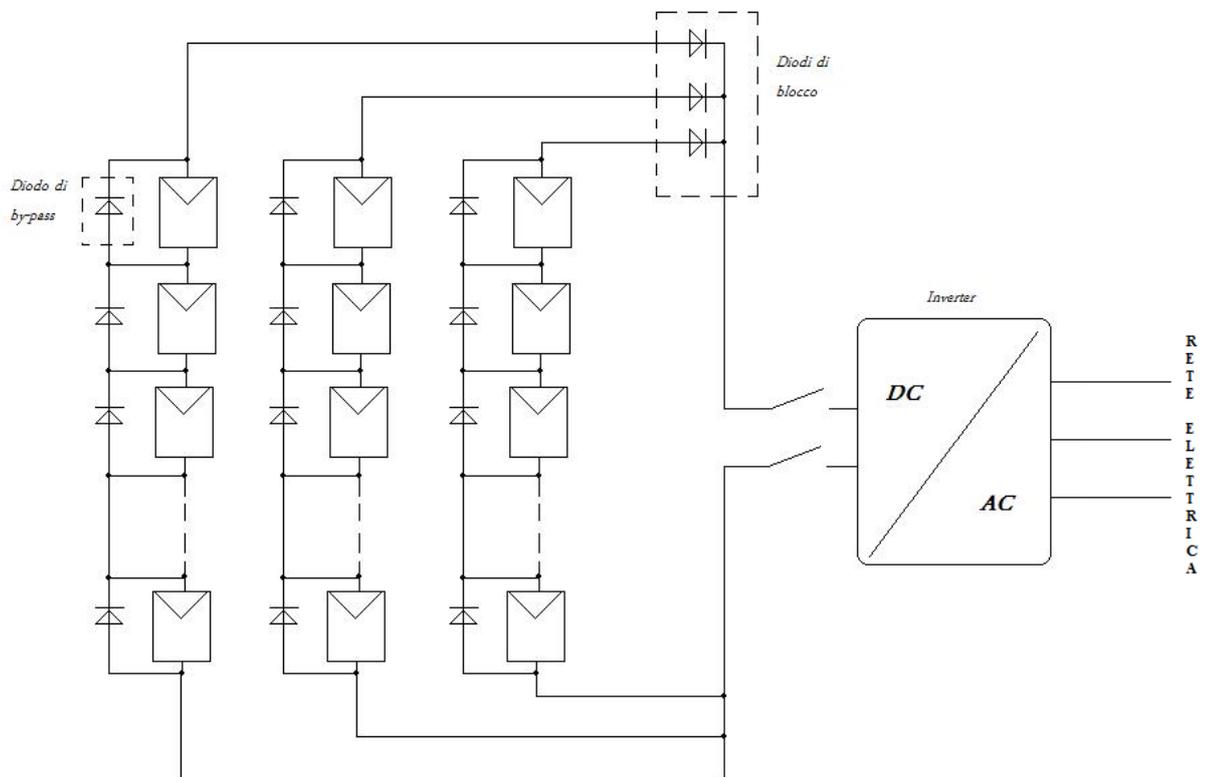


Figura 1.14 : Lo schema generale di un impianto fotovoltaico connesso alla rete

1.1.8 Tipologie di impianti

Gli impianti fotovoltaici si possono raggruppare in due categorie: la prima comprende quelli denominati 'ad isola' (stand-alone), i quali sono utilizzati per alimentare utenze senza possibilità di connessione alla rete nazionale, essendo posti in luoghi inaccessibili, per esempio baite o rifugi, rendendo tali abitazioni autosufficienti.

La seconda comprende gli impianti connessi ad una rete di distribuzione esistente gestita da terzi (*grid-connect*), in cui l'obiettivo primario è quello di guadagnare vendendo energia. Per via degli incentivi stipulati, quest'ultima categoria risulta essere la più diffusa sul territorio nazionale.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico 'a isola' sono:

- **Campo fotovoltaico**, si occupa di raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole.
- **Batteria di accumulo**, deputato a conservare la carica elettrica fornita dai moduli in condizioni di sufficiente irraggiamento solare ed è costituita da una o più batterie ricaricabili opportunamente connesse (serie/parallelo).
- **Inverter**, altrimenti detto convertitore DC/AC, atto a convertire la tensione continua in uscita dal pannello in una tensione alternata (AC) più alta.

Il campo fotovoltaico, in genere impiegato per gli impianti 'ad isola' è ottimizzato per una specifica tensione di sistema, valutata in fase di progettazione. Di conseguenza, dal momento che la maggior parte dei moduli fotovoltaici utilizzati in questa tipologia di impianti ha tensioni in uscita pari a 12 o 24 V, le cosiddette stringhe elettriche che formano il campo sono costituite da pochissimi moduli, fino al limite di un singolo modulo per stringa. In quest'ultimo caso, il campo

fotovoltaico è costituito da semplici paralleli elettrici tra moduli, dotati di diodi di stringa per la protezione dalle correnti inverse.

Gli impianti connessi ad una rete raggruppano quelle utenze elettriche già servite dalla rete nazionale, in cui l'obiettivo primario è quello di produrre energia per venderla. Tali sistemi producono corrente continua, così, prima di immetterla direttamente in rete, devono convertirla in corrente alternata e sincronizzarla a quella della rete (inverter) .

I principali componenti sono:

- **Campo fotovoltaico**: deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole.
- **Inverter**: deputato a stabilizzare l'energia raccolta e a convertirla in corrente alternata per poi iniettarla in rete;
- **Quadristica di protezione** e controllo: da situare in base alle normative vigenti tra l'inverter e la rete che questo alimenta.

Vi è la possibilità inoltre di avere dei sistemi di inseguimento motorizzati per tenere pannelli sempre bene orientati (figura 1.15). Questa opzione favorisce il rendimento avendo i raggi solari sempre perpendicolari al pannello, ma provoca un aumento di costi di installazione e manutenzione non indifferenti.

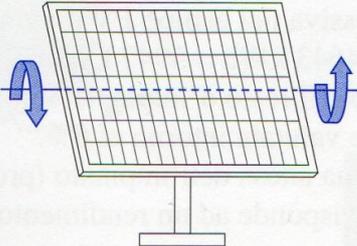
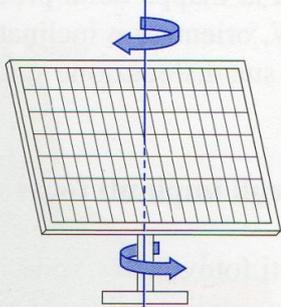
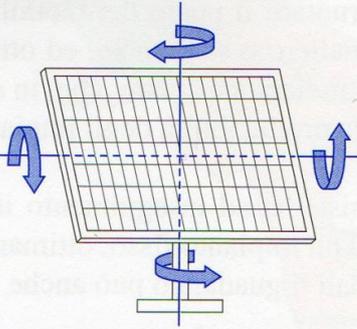
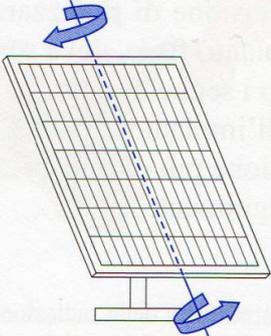
TIPOLOGIE		GUADAGNO ⁽¹⁾
Struttura rotante intorno a un asse orizzontale Disposizione dell'asse di rotazione nord-sud		10% ÷ 23%
Disposizione dell'asse di rotazione est-ovest		5% ÷ 7%
Struttura rotante intorno al singolo asse verticale Inclinazione ($\beta = 32^\circ \div 40^\circ$)		20% ÷ 32%
Struttura rotante intorno ad un asse orizzontale e ad un asse verticale		25% ÷ 35%
Struttura rotante intorno al proprio asse disposto nord-sud e inclinato $52^\circ \div 53^\circ$ sull'orizzontale		20% ÷ 32%

Figura 1.15 : Movimenti possibili di un impianto fotovoltaico motorizzato con associazione dei guadagni rispetto ad un impianto fisso inclinato ($\beta = 30^\circ/35^\circ$) ed orientato a sud (0°)

1.2 Inverter

Un componente essenziale per poter immettere l'energia prodotta dall'impianto in rete è l'inverter (figura 1.16). Tale strumento è in grado di convertire la corrente continua prodotta dal campo fotovoltaico in corrente alternata; l'inverter fotovoltaico, inoltre, è dotato di funzioni specifiche di controllo software e hardware.

Un network europeo dei principali laboratori sulla generazione distribuita, organizzato nell'associazione DERlab (Distributed Energy Resources Laboratories), si è posto l'obiettivo di definire le procedure di prove minime che l'inverter fotovoltaico deve soddisfare per poter essere connesso alla rete elettrica [5].

DERlab, divenendo una associazione costituita dai principali istituti di ricerca di undici stati europei, si candida ad essere l'associazione di riferimento per l'integrazione dei sistemi di generazione di piccola e media taglia alla rete di distribuzione. Tale associazione intende identificare criteri di qualità e requisiti comuni per la connessione e l'esercizio di questi generatori offrendo supporto ai comitati normativi nello sviluppo delle procedure di test. In quest'ottica, ha organizzato un gruppo di lavoro per seguire la realizzazione delle definizioni delle procedure di prova per l'interconnessione dei sistemi fotovoltaici alla rete elettrica.

Tale gruppo di esperti ha definito una bozza delle procedure di test raggruppate in due categorie: la prima è composta da quattro prove essenziali riguardanti le problematiche di interconnessione (armoniche di corrente, immissione della componente continua in alternata, corrente scaricata a terra, protezioni anti-

islanding); la seconda invece, si occupa delle prestazioni dell'inverter (efficienza inverter, efficienza MPPT).

Nel seguito del capitolo, tali prove saranno descritte con un grado di dettaglio maggiore.

È stato organizzato un Round-Robin di prove su due inverter fotovoltaici monofase di piccola taglia in otto laboratori DERlab (di cui quello RSE, che ha coordinato tutto il lavoro) [6]. Tali prove, hanno prodotto dati fra loro confrontabili e osservazioni sugli esperimenti realizzati dagli esperti che li hanno condotte. La raccolta e il confronto di questi hanno poi prodotto un documento che è stato presentato ai comitati normativi di cui sopra.

Gli strumenti risultati necessari per la realizzazione delle prove sono: un simulatore fotovoltaico, un simulatore di rete, un multimetro per la misurazione di corrente e tensioni sia AC che DC, nonché un oscilloscopio con memoria.

1.2.1 Harmonic current measurement (misure delle armoniche di corrente)

Le prove condotte sull'inverter fotovoltaico hanno misurato le 'armoniche di corrente', che sono la causa dei maggiori malfunzionamenti provocati alle apparecchiature (sovratensione nella rete di distribuzione, sovracorrenti nei circuiti, interferenti, nonché deformazioni della tensione in rete). Lo scopo di tale prova è evitare che l'inverter possa immettere armoniche generate dal suo malfunzionamento in rete senza attivare le protezioni per scollegarlo da questa.

In tale prova di Power Quality l'inverter è connesso ad un simulatore fotovoltaico e ad un simulatore di rete al quale è collegato lo strumento di misura. Il generatore di corrente continua che simula il campo fotovoltaico genera correnti corrispondenti a condizioni specifiche d'irraggiamento stabili per tutta la durata della prova.

1.2.2 PV leakage current (corrente di dispersione)

La prova in esame è atta a verificare l'intervento delle protezioni dell'inverter in seguito ad una corrente che si scarica a terra, chiamata "di dispersione", che fluisce attraverso l'isolamento. Tale prova si divide in due parti: nella prima si misura il valore assoluto della corrente di dispersione che determina l'intervento delle protezioni, mentre nella seconda si impone istantaneamente un valore della corrente di dispersione più alto e si misura il tempo d'intervento delle protezioni che disconnettono l'inverter.

1.2.3 DC current injection (iniezione di corrente DC)

Questa prova rappresenta uno dei principali requisiti di power quality per la distribuzione elettrica.

Un malfunzionamento dell'inverter può infatti causare uno sbilanciamento dei teleruttori (dispositivi meccanici di manovra capaci di interrompere correnti in condizioni di sovraccarico) che operano la conversione della corrente continua in alternata, generando così uno sbilanciamento che può causare l'immissione di una componente continua nella rete di distribuzione.

L'inverter dovrebbe essere dotato di protezioni che ne impongano il distacco dalla rete al superamento di un certa soglia prefissata; tale prova, intende misurare questa componente continua per verificare che si mantenga al di sotto di questo valore fissato dalla normativa.

1.2.4 Anti-islanding protection (protezioni anti-isola)

Nel caso di black-out della rete, l'impianto solare continuerebbe a produrre (essendo funzione dell'irraggiamento solare) danneggiando le apparecchiature siccome i parametri di rete verrebbero alterati (sovratensioni) con eventuali rischi per gli operatori che sono chiamati ad intervenire sul guasto.

L'inverter è chiamato a riconoscere un guasto o disturbo sulla rete del distributore per evitare di immettere potenza in rete, risultando quindi una isola di potenza in una rete senza energia. Si desidera analizzare il comportamento dell'inverter durante tale condizione, valutando le misure di protezione.

1.2.5 Efficiency measurements (misure di efficienza)

Questa prova vuole determinare l'efficienza elettrica dell'inverter fotovoltaico in diverse condizioni operative (al variare dell'irraggiamento solare); per fare ciò, si misura quanta radiazione solare viene convertita in potenza elettrica ed è fornita alla rete di distribuzione.

1.2.6 MPPT

Un requisito che deve essere soddisfatto dagli inverter, è la capacità di poter estrarre dai pannelli solari la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica.

Questa funzione prende il nome di MPPT (Maximum Power Point Tracker) e trattasi di un dispositivo integrato negli inverter, in grado di rilevare ad ogni istante la curva caratteristica di tensione - corrente del campo fotovoltaico, determinando poi la coppia di valori che massimizza la potenza.

Provocando piccole variazioni all'interno dei parametri di conversione (i cosiddetti duty cycle), l'inverter è in grado di stabilire se il campo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza o meno in modo da agire, a seconda della condizione, sul circuito per portare l'impianto in condizione ottimale.

Il MPPT risulta fondamentale per ottenere maggiore potenza a parità di irraggiamento solare [figura 1.17] e soprattutto nei casi di irraggiamento non uniforme dei moduli che determinano curve caratteristiche V-I con la presenza di "gobbe". Nella figura 1.18 sono indicate le possibili curve al variare dell'irraggiamento. Come si evince da tale grafico, la radiazione solare è uniforme su tutto l'impianto; nella figura 1.19 è mostrato un esempio di curva di un impianto in cui i vari blocchi di celle presentano una differente insolazione (non uniforme).

La prova vuole verificare l'efficacia del MPPT in caso di ombreggiamento di alcune sezioni del campo fotovoltaico, ovvero, se il dispositivo MPPT consenta all'inverter di determinare il valore massimo della potenza anche in caso di irraggiamento non uniforme. Unico vincolo è il limite inferiore posto dall'inverter; tale valore di tensione risulta essere l'estremo inferiore nel quale l'inverter può lavorare riducendo così la ricerca del punto massimo a valori esclusivamente superiore (figura 1.20).

Lo scopo finale di questa tesi è la realizzazione di un simulatore di un campo fotovoltaico atto a verificare il comportamento degli inverter durante le prove descritte, in particolare la MPPT.



Figura 1.16 : Modelli Inverter Fotovoltaici in vendita (a sinistra Aurora Power-one; a destra SMA Sunny Boy)

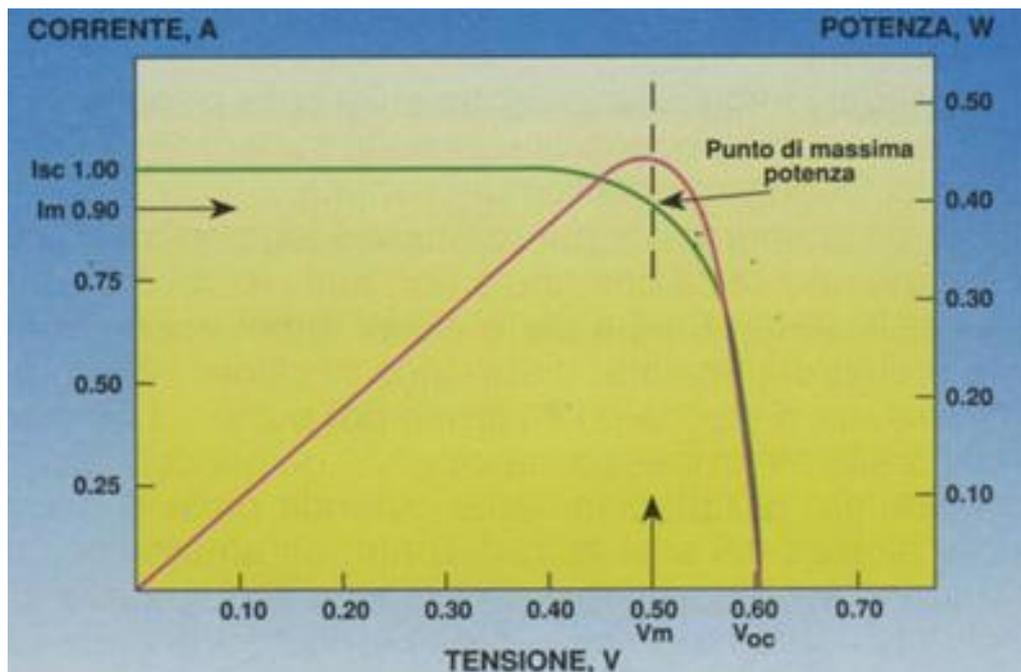


Figura 1.17 : Grafico rappresentate la caratteristica elettrica di una cella

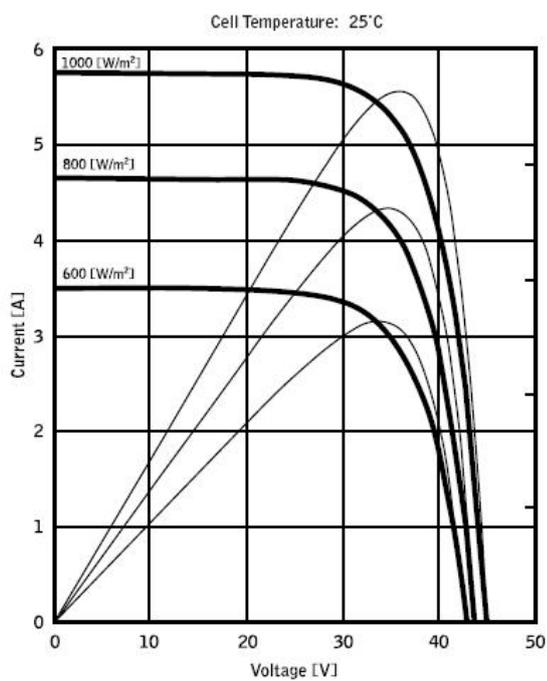


Figura 1.18 : Caratteristica di un sistema fotovoltaico corrente-tensione e potenza-tensione al variare dell'insolazione

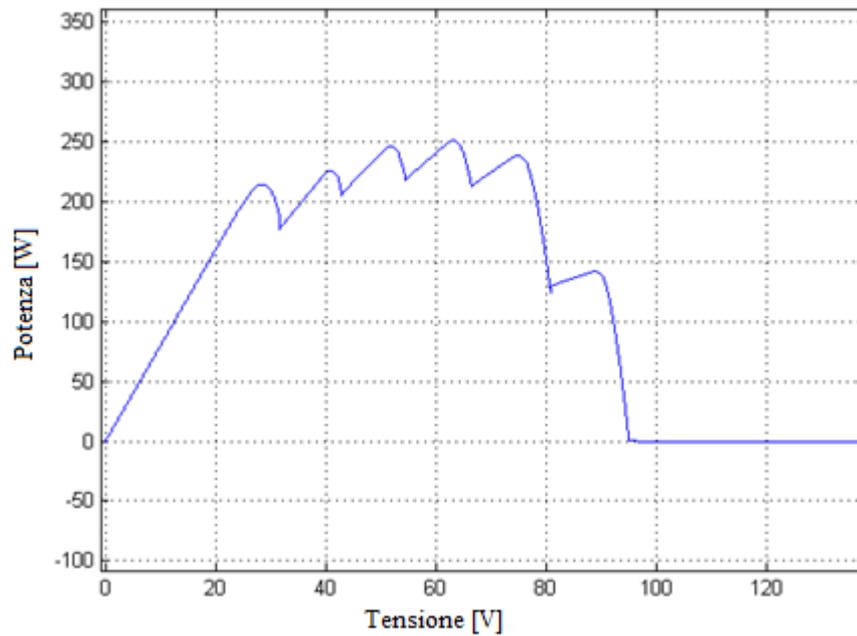


Figura 1.19 : Esempio caratteristica potenza – tensione nel caso di irraggiamento non uniforme

Range di funzionamento INVERTER

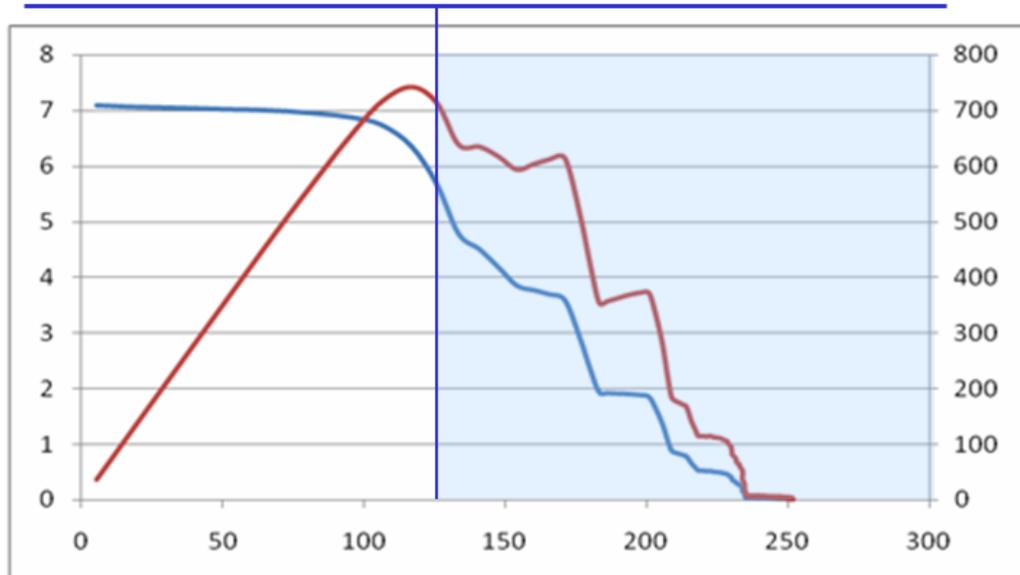


Figura 1.20 : Caratteristica di un impianto fotovoltaico con punto minimo di funzionamento inverter (blu corrente - tensione, rosso potenza - tensione)

Capitolo 2 Modello

2.1 Equazione Cella/Modulo

In questa fase della tesi, dopo aver studiato il problema e l'ambiente ove deve collocarsi il nostro progetto, è stato necessario creare il modello che possa simulare il comportamento di una cella fotovoltaica.

Inizialmente, abbiamo cercato di realizzare tale modello tramite le conoscenze apprese durante la prima fase, considerando la cella come un semplice diodo (giunzione P-N) il quale, una volta esposta alla luce solare si comportasse da generatore di corrente.

In principio abbiamo cercato di realizzare un modello che approssimasse la cella in due elementi: il primo è un generatore di corrente, il secondo un diodo collegati in parallelo (equazione 2.1 , figura 2.1).

$$I = \frac{G}{G_0} * I_{ph}(G_0) - I_0 * (e^{\lambda * V} - 1)$$

Equazione 2.1

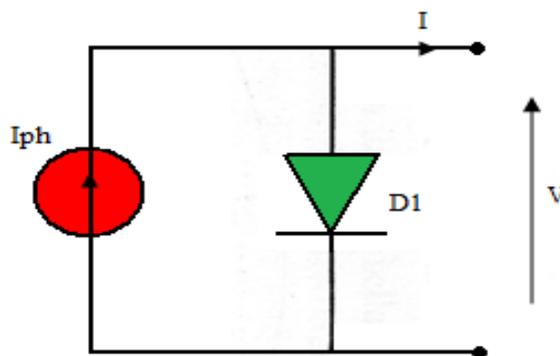


Figura 2.1 : Modello sperimentale di approssimazione del comportamento di una cella fotovoltaica

Il generatore di corrente equivalente (I_{ph}) tiene conto dell'effettivo irraggiamento sulla cella (G) assumendo un legame lineare. La corrente del diodo dipende dalla corrente di saturazione (I_0), la carica elementare di un elettrone ($q = 1.6 * 10^{-19} C$), la temperatura di funzionamento del dispositivo (T), dalla costante di Boltzman ($K = 1.38 * 10^{-23} J/K$) e da una componente di non idealità della cella (A).

$$\lambda = \frac{q}{k * T * A}$$

Equazione 2.2

Ciò che si desidera ottenere da tale modello è un grafico in cui si approssimasse la curva caratteristica della cella (figura 2.2). A partire da questo modello ideale si sono effettuate delle modifiche per ottenere una caratteristica più simile a quella presunta includendo degli elementi di non idealità. Come è possibile trovare in letteratura, si giunge all'equazione della cella utilizzata frequentemente, che prende il nome di “**modello a otto parametri**”. [4]

La differenza di tale modello (figura 2.3 , equazione 2.3) dal precedente è data, oltre dalla presenza di un ulteriore diodo, anche dalla presenza delle due resistenze.

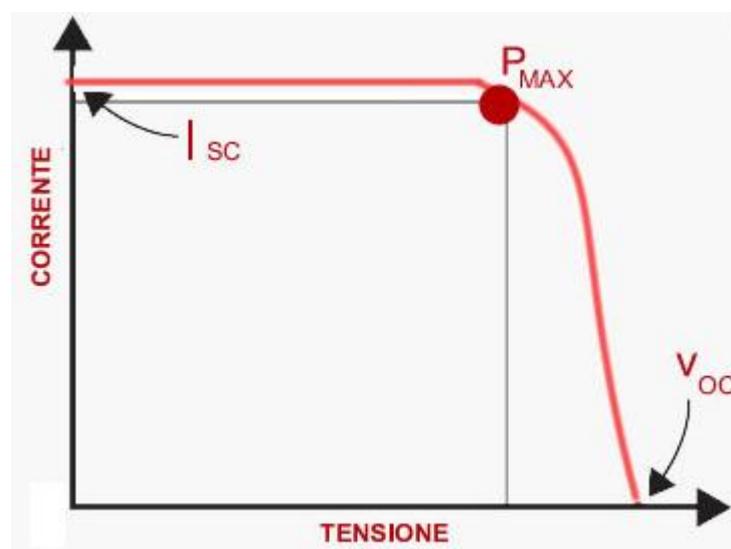


Figura 2.2 : Caratteristica corrente – tensione di una cella fotovoltaica

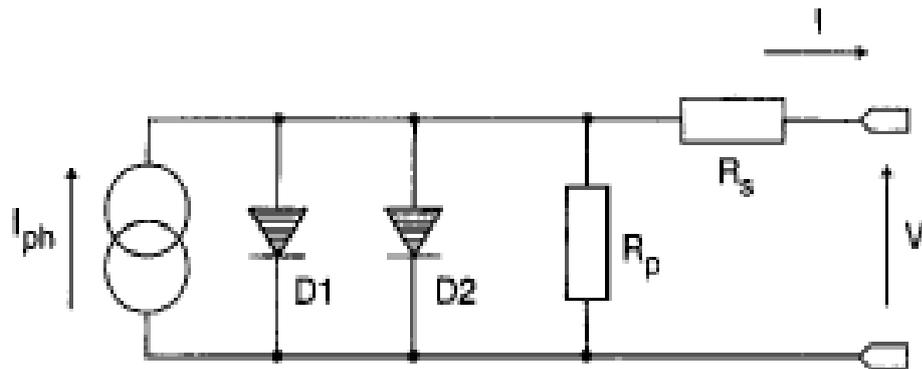


Figura 2.3 : Modello di approssimazione di una cella denominato “modello a otto parametri”

$$I = \frac{G}{G_0} * I_{ph}(G_0) - I_{S1} * \left(e^{\frac{\lambda}{A} * (V+I * R_s)} - 1 \right) - I_{S2} * \left(e^{\frac{\lambda}{A_1} * (V+I * R_s)} - 1 \right) - \frac{V + (I * R_s)}{R_p}$$

Equazione 2.3

Gli otto parametri presenti nel modello sono i seguenti:

- ✚ Generatore equivalente I_{ph} ;
- ✚ Insolazione massima G_0 pari a 1000 W/m^2 ;
- ✚ Corrente del primo diodo I_{S1} ;
- ✚ Corrente del secondo diodo I_{S2} ;
- ✚ Costante di non idealità del primo diodo A che definisce una variazione di concavità della curva;
- ✚ Costante di non idealità del secondo diodo A_2 ;
- ✚ Resistenza in parallelo R_p che determina una riduzione della corrente fornita dal generatore (figura2.4);
- ✚ Resistenza in serie R_s che determina una riduzione della tensione ai morsetti del generatore (figura2.4).

Oltre a tali parametri sono presenti quelli riguardanti la connessione delle celle dell'impianto:

- ✚ Celle in serie N_s ;
- ✚ Celle in parallelo N_p .

Ultime variabili presenti sono quelle che ne determinano i punti di funzionamento:

- ✚ la temperatura (T);
- ✚ l'irraggiamento (G), il quale dipende, come già descritto in precedenza, dalle condizioni atmosferiche, tendendo a ridursi all'aumentare dell'umidità e della nuvolosità presente nell'aria fino ad annullarsi in condizioni di cielo completamente coperto;
- ✚ la tensione (V)
- ✚ la corrente (I).

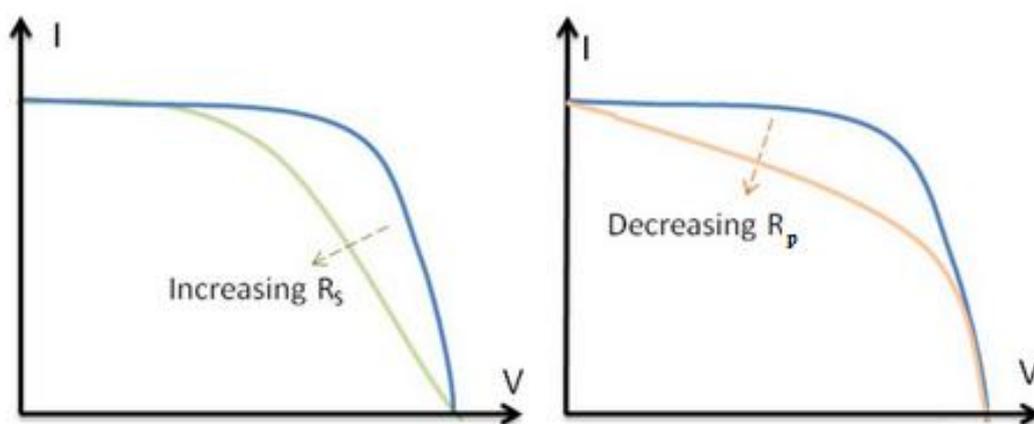


Figura 2.4 : Variazioni della caratteristica corrente – tensione al variare di uno dei due parametri (destra : parametro R_s , sinistra: parametro R_p)

Questo modello viene spesso ridotto ad uno più semplice, chiamato “**modello a cinque parametri**”. Tale modello, pur se meno dettagliato, è utilizzato frequentemente in quanto approssima in misura soddisfacente il comportamento di una cella. Tale schema riduce il numero di parametri imponendo la corrente di saturazione del secondo diodo nulla (I_{S2}), la resistenza in parallelo (R_p) pari ad infinito e considerando tutte le celle presenti in un pannello (N_p) in serie, che è il caso più comune (equazione 2.4).

$$R_p = \infty , I_{S2} = 0$$

Equazione 2.4

Con questa semplificazione si delinea una nuova equazione per la cella fotovoltaica in cui i termini del secondo diodo e della resistenza in parallelo sono annullate e così i parametri rimanenti sono la resistenza in serie (R_s), la corrente del generatore equivalente (I_{ph}), la componente di non idealità del primo diodo (A), la corrente del primo diodo (I_{S1}) (equazione 2.5).

$$I = \frac{G}{G_0} * I_{ph}(G_0) - I_{S1} * (e^{\lambda*(V+I*R_s)} - 1)$$

Equazione 2.5

Nel proseguo del lavoro si è utilizzato quest’ultimo modello a cinque parametri, poiché essi possono essere identificati a partire dai soli dati ottenibili dal data sheet del pannello, come si vedrà nel prossimo paragrafo.

L’utilizzo del modello a otto parametri, invece, pur permettendo un’approssimazione migliore, avrebbe necessitato di prove ad hoc per l’identificazione. Queste considerazioni fatte possono essere estese a più celle in serie o in parallelo nel caso particolare di irraggiamento uniforme aggiungendo i parametri di impianto (equazione 2.6).

$$I = N_P * \left[\frac{G}{G_0} * I_{ph}(G_0) - I_{S1} * \left(e^{\lambda * \left[\left(\frac{V}{N_s} \right) + \left(\frac{I * R_s}{N_p} \right) \right]} - 1 \right) \right]$$

Equazione 2.6

Nelle figure 2.5 , 2.6 , 2.7, 2.8 vengono mostrate i cambiamenti apportati alla caratteristica corrente – tensione variando uno dei quattro parametri e mantenendo costanti gli altri.

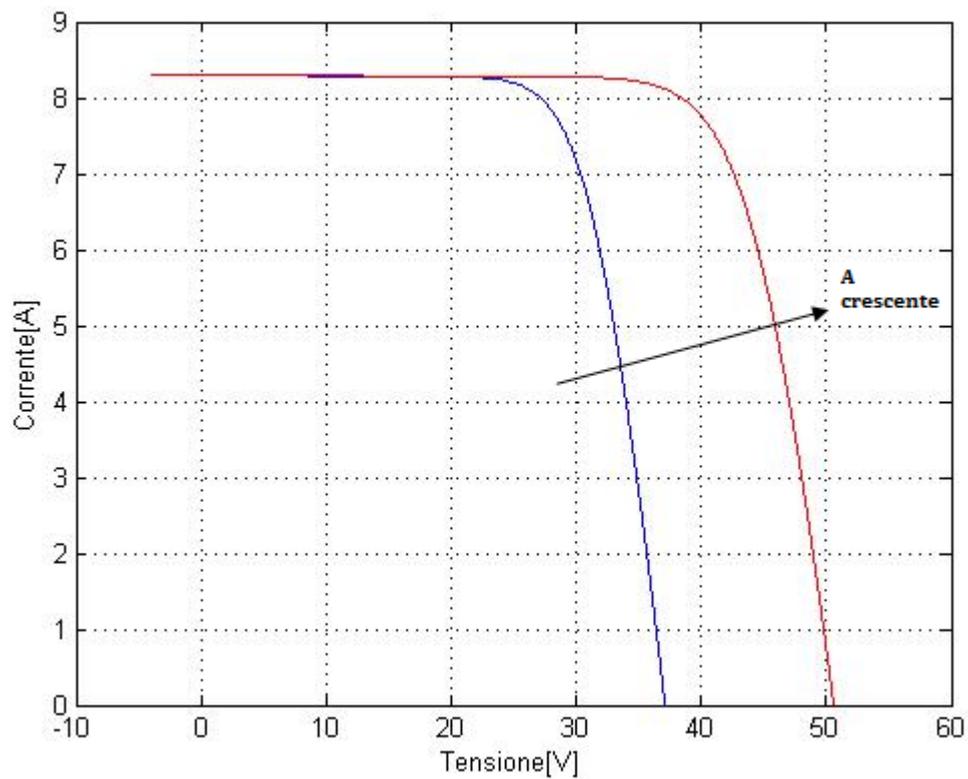


Figura 2.5 : Confronto di due caratteristiche corrente – tensione al variare del parametro A

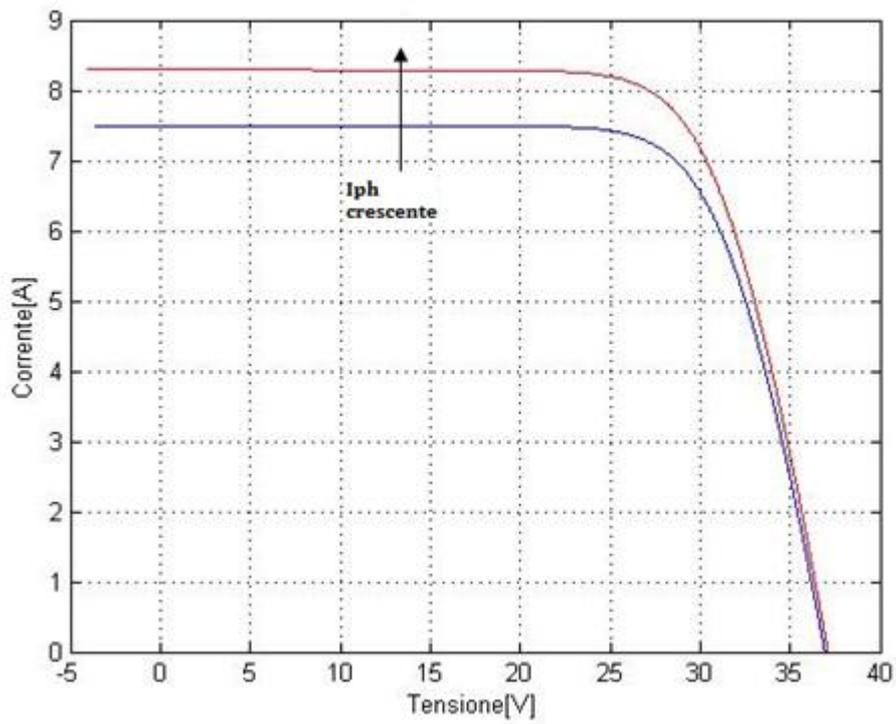


Figura 2.6 : Confronto di due caratteristiche corrente – tensione al variare del parametro I_{ph}

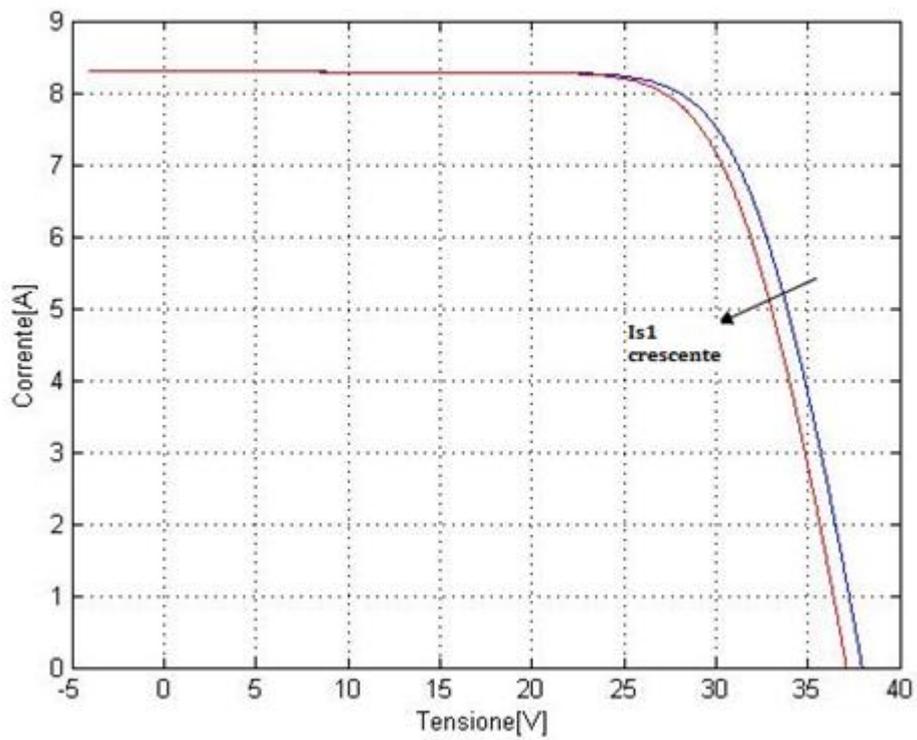


Figura 2.7 : Confronto di due caratteristiche corrente – tensione al variare del parametro I_{s1}

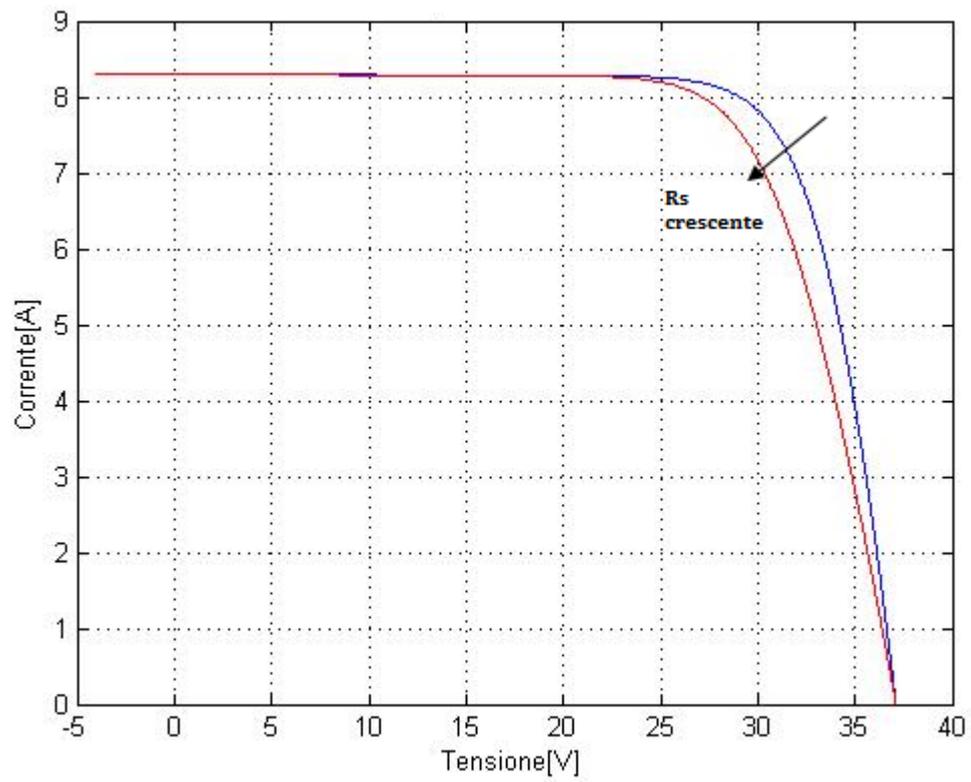


Figura 2.8 : Confronto di due caratteristiche corrente – tensione al variare del parametro R_s

2.2 Determinazione parametri

Individuato il modello, è stato necessario determinare i parametri da cui dipende. Usando l'equazione a cinque parametri, le incognite sono le seguenti: l'insolazione massima pari a $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ (condizione standard); la corrente del generatore equivalente (I_{ph}), la corrente del diodo (I_{S1}), la resistenza in serie (R_s) e la costante di non idealità del diodo (A).

Le variabili di ingresso, e, quindi, non definibili a priori, sono l'insolazione dei pannelli (G), la tensione (V) di funzionamento, mentre, come variabili di uscita, abbiamo la corrente che attraversa la stringa (I) e la potenza data dal prodotto della tensione e della corrente del ramo.

Un'ulteriore variabili d'ingresso è la temperatura, la quale, nel caso di insolazione non uniforme, varia direttamente con questa; per la nostra analisi, essa risulta essere poco significativa in quanto si suppone che celle adiacenti abbiano momentanea o leggera differenza di irraggiamento, provocando così una impercettibile variazione di temperatura; quindi si è scelto di imporla uniforme su tutti i pannelli (equazione 2.7). Tale valore è relativo alla superficie della cella e corrisponde a un aumento di circa 26°C rispetto alla temperatura ambiente in assenza di vento. Considerando che un impianto è posto solitamente in condizione da ricevere la stessa illuminazione per ogni pannello, la unica discriminante è un eventuale passaggio di nuvole che possa oscurare una porzione dell'impianto momentaneamente; essendo questa una condizione temporanea, risulta poco significativa da creare una variazione della temperatura (figura 1.8).

$$T = 47.5 \text{ }^\circ\text{C} = 320.5 \text{ K}$$

Equazione 2.7

Da tale analisi risulta evidente che i parametri incogniti da individuare sono la corrente del generatore equivalente (I_{ph}), la corrente corrispondente al diodo (I_{S1}), la resistenza in serie (R_s) e la costante di non linearità del diodo (A). Per

poterli determinare è necessario applicare una procedura di identificazione sfruttando i dati di nostro interesse noti a partire dal data sheet: il numero di celle in serie, il punto di lavoro di massima potenza, la tensione a circuito aperto e la corrente di corto circuito (figura 2.9 , figura 2.10).

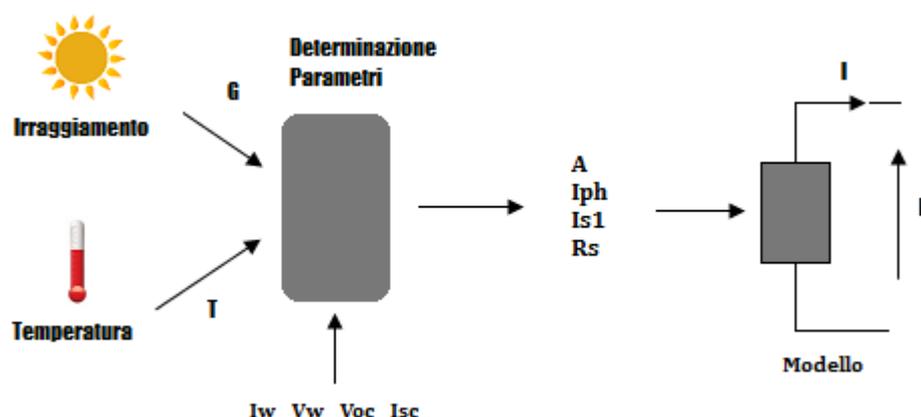


Figura 2.9 : Schema di realizzazione del simulatore matematico

Manufacturer	MITSUBISHI ELECTRIC
Model name	PV-UD18DMF5
Cell type	Polycrystalline Silicon, 156 mm x 156 mm
Number of cells	50 cells in a series
Maximum power rating (Pmax)	180Wp
Warranted minimum Pmax	174.6Wp
Tolerance of maximum power rating	+3/-3%
PV USA test condition rating (PTC)	160.10Wp
Open circuit voltage (Voc)	30.4V
Short circuit current (Isc)	8.03A
Maximum power voltage (Vmp)	24.2V
Maximum power current (Imp)	7.45A
Normal operating cell temperature (NOCT)	47.5 degree C
Maximum system voltage	DC 600V
Fuse rating	15A
Dimensions	65.3 x 32.8 x 1.8 inch (1658 x 834 x 46 mm)
Weight	37 lbs (17 kg)
Static load/pressure rating	5,400 Pa (112 lbf/ft ²)
Number of modules per pallet	20
Number of modules per container (40 ft. container)	560
Packing contents	2 pcs - 1 carton
Output terminal	Positive: 31.5±2 inch (800±50 mm) / Negative: 49.2±2 inch (1250±50 mm) with MC connector (PV-KBT4/6 -UR, PV-KST4/6 -UR)
Module efficiency	13.0%
Certifications	IEC61215 2nd Edition, UL1703
Fire rating	Class C

Figura 2.10 : Data sheet di un pannello fotovoltaico (sono evidenziati i parametri utilizzati per l'identificazione)

Punto di lavoro a potenza massima trasferita: $I_w = 7.45 \text{ A}$; $V_w = 24.2 \text{ V}$;
 $P_w = 180 \text{ W}$

Corrente di corto circuito: $I_{sc} = 8.03 \text{ A}$

Tensione di circuito aperto: $V_{oc} = 30.4 \text{ V}$

Numero Celle in serie componenti un pannello: $N_s = 50$

Temperatura cella standard (NOCT): $T = 47.5^\circ\text{C} = 320.5 \text{ K}$

Possiamo quindi sfruttare per l'identificazione le tre equazioni fornite imponendo il passaggio per i tre punti di lavoro, più una quarta equazione che impone nulla la derivata della curva potenza – tensione in corrispondenza del punto di massima potenza (equazione 2.8).

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{sc} = I_{ph} - I_{s1} * (e^{\lambda * I_{sc} * R_s} - 1) \\ 0 = I_{ph} - I_{s1} * \left(e^{\lambda * \frac{V_{oc}}{N_s}} - 1 \right) \\ I_w = I_{ph} - I_{s1} * \left(e^{\lambda * \left(\frac{V_w}{N_s} + I_w * R_s \right)} - 1 \right) \\ 0 = I_{s1} * \lambda * \left(1 - R_s * \frac{I_w}{V_w / N_s} \right) * e^{\lambda * \left(\frac{V_w}{N_s} + R_s * I_w \right)} - \frac{I_w}{V_w / N_s} \end{array} \right.$$

$$\text{con } \lambda = \frac{q}{K * T * A}$$

Equazione 2.8

Tale sistema non risulta di immediata risoluzione e per questo si è operato nella riscrittura di tali equazioni applicando delle trasformazioni. La prima consisteva nel sottrarre alla prima equazione la seconda eliminando la presenza della corrente del generatore e ottenendo così una equazione semplificata. Il passo successivo è stato quello di sottrarre sempre dalla prima equazione la terza,

ottenendo così una nuova, anch'essa senza la presenza della corrente del generatore ottenendo a questo punto due equazioni a tre incognite (R_s , I_{s1} , A). L'ultimo passo è stato quello di dividere tali equazioni ottenute eliminando anche la presenza della corrente del diodo ed ottenendo così una equazione a due incognite (R_s , A). Per risolvere tale situazione, si è proceduto in maniera iterativa facendo scorrere il parametro A con i valori compresi tra 1 e 4 (range individuato dai vari data sheet visionati).

Per ogni valore di A viene risolto il sistema formato dalle prime tre equazioni, trovando i relativi parametri. Questi vengono poi usati per testare l'ultima equazione, fino a convergenza (equazione 2.9).

$$R_s = 0.0054 \Omega , A = 1.15 , I_{s1} = 4.0031e - 8 A , I_{ph} = 8.03 A$$

Equazione 2.9

Tale procedura di identificazione è implementata in un file chiamato "RicavoParametri.m" che permette inoltre anche la realizzazione grafica della curva per verificare se effettivamente il risultato ottenuto era quello desiderato in condizioni standard (insolazione dei pannelli G massima).

Il risultato ottenuto come si può osservare, oltre a passare per i punti imposti nella identificazione, ha una forma coincidente a quella presente in letteratura ed analizzata nei capitoli precedenti (figura 2.11 , figura 2.12).

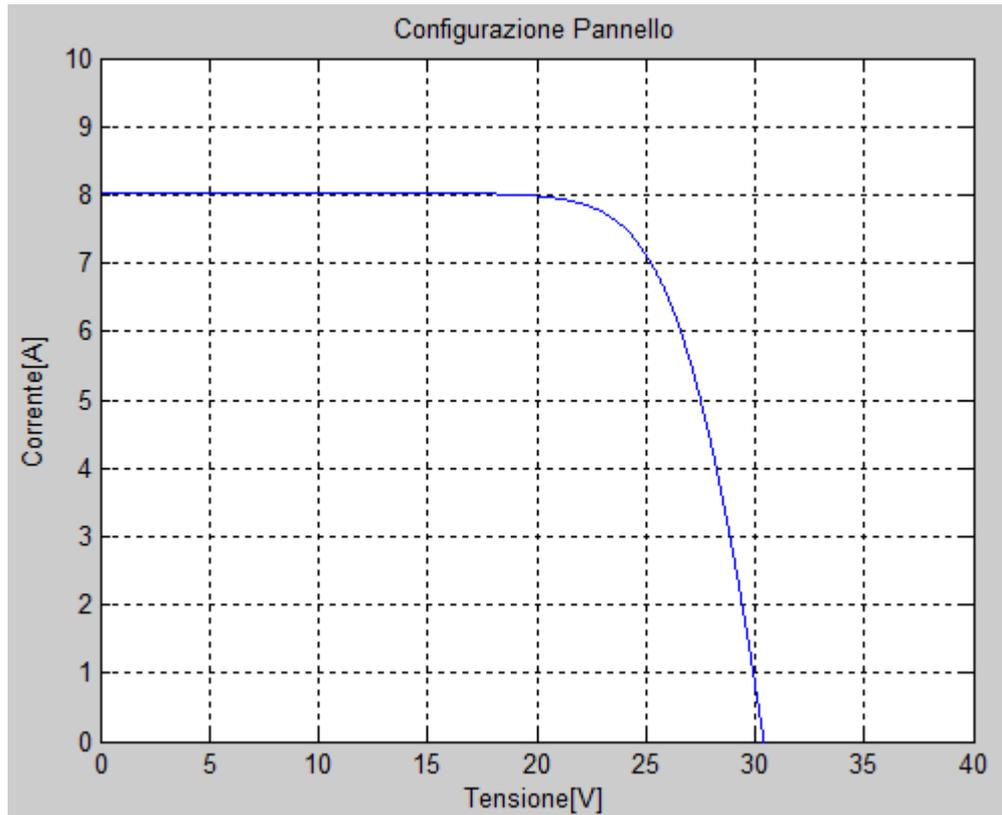


Figura 2.11 : Curva caratteristica corrente – tensione di un pannello

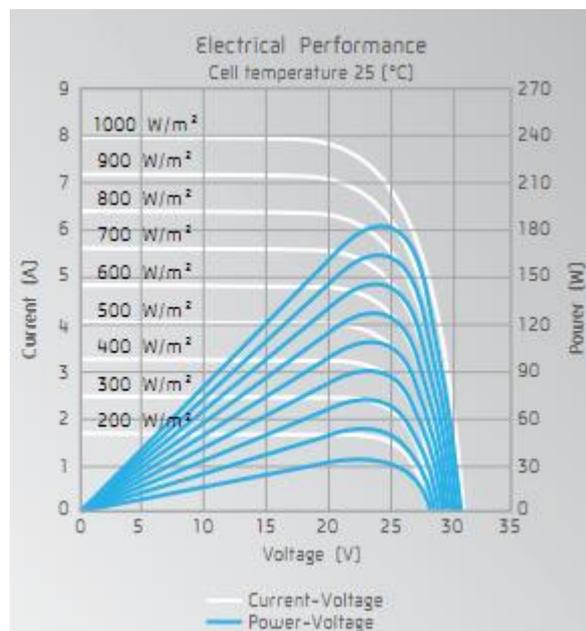


Figura 2.12 : Curva caratteristica corrente – tensione fornita dal costruttore

2.3 Modello Impianto

Una fase rilevante, dopo aver identificato i parametri e aver constatato la corrispondenza di tali valori graficamente, è stata ricercare un metodo per costruire un modello capace di calcolare la caratteristica corrente – tensione per un impianto con topologia arbitraria e illuminazione disomogenea. Oltre la caratteristica, si vuole determinare la corrente per ogni stringa conoscendo la tensione ai capi dell'impianto imposta dall'inverter. Il problema di questa situazione è la ripartizione della tensione sui vari gruppi delle celle dipendenti dall'insolazione; l'unica grandezza costante per tutte le celle è la corrente che le attraversa poiché sono poste tutte in serie. È necessario quindi iterare sulla corrente, calcolando di volta in volta la tensione su ogni blocco di celle verificandone prima che queste siano in conduzione (non attivo il by-pass) e controllandone che la somma delle tensioni coincida con quella desiderata.

Come si può notare dal modello a cinque parametri (equazione 2.6), vi è una presenza della corrente sia nel primo sia nel secondo membro dell'equazione, che la rende implicita in corrente. Per comodità di ricostruzione della curva, usando le tensioni per confrontarle con quelle fornite dall'inverter, abbiamo trasformato il modello da $I = f(I, V, G, \theta)$ in uno esplicito in tensione (equazione 2.10) con dominio come indicato nella equazione 2.11 .

$$V = N_s * \left[\frac{\ln \left(\frac{I_{ph} * \frac{G}{G_0} - I}{I_{s1}} + 1 \right)}{\lambda} - I * R_s \right]$$

Equazione 2.10

$$I < I_{ph} * \frac{G}{G_0} + I_{s1}$$

Equazione 2.11

Nel caso di illuminazione costante (uniforme), l'equazione è facilmente risolvibile, mentre se l'illuminazione è disomogenea il comportamento dell'intero impianto si conforma in assenza di protezioni alle celle con irraggiamento più basso. Tale risultato obbliga l'intero impianto a fornire una corrente e una tensione al di sotto delle proprie capacità; per ovviare a tale problema, ogni pannello fotovoltaico è suddiviso in blocchi di celle in serie collegate in parallelo ad un diodo di by-pass. Tale diodo, permette di escludere il blocco di celle con una insolazione inferiore dalle altre, in modo che l'impianto possa fornire sempre la massima potenza.

Come si può notare dal grafico della curva caratteristica dell'impianto con insolazione uniforme (figura 2.11), nella prima porzione di suddetto grafico, cioè fino ad un intorno di tensione pari a 20V, la curva è pressoché una retta e ciò determina una impossibilità di ricostruzione di tali punti in tensione al variare della corrente (non è invertibile). Serviva quindi un metodo capace di ricostruire questa porzione di grafico; conoscendo i valori fino ad un certo istante, si è optato per l'approssimazione del comportamento in un intorno estremamente vicino. Determinato tale intorno si procede ricorsivamente per tutto il tratto fino a determinare completamente tutto il comportamento della curva. Per poter fare questo bisogna determinare un metodo di ricostruzione.

Il nostro obiettivo iniziale diviene la creazione di un simulatore che, con i parametri determinati durante l'identificazione calcoli il corrispettivo valore di corrente quando l'impianto è sottoposto ad una tensione specifica.

Il primo metodo che ci è sembrato valido per la ricostruzione di tale caratteristica al variare delle insolazioni è quello denominato Newton-Raphson o metodo delle tangenti. Tale metodo iterativo serve per il calcolo approssimato di una soluzione di una equazione della forma $f(x) = 0$.

Riscontrata l'impossibilità nell'utilizzo di tale metodo, si è scelto di realizzarne un altro, anch'esso iterativo, chiamato "*Divide et impera*". Tale tecnica consiste nel determinare a priori la corrente massima raggiungibile dall'intero impianto (corrente minima sempre pari a zero) e nel calcolare la tensione massima (tensione minima sempre pari a zero). Una volta determinati gli estremi, il simulatore lavora a tensione imposta, infatti cerca di determinare la tensione di ogni blocco di celle conoscendo la tensione della stringa. Tale tensione imposta, nel calcolo della caratteristica, viene fatta variare da zero a quella di circuito aperto; nel frattempo vengono considerate le insolazioni dei blocchi di celle (insolazioni diverse nel caso di irraggiamento non uniforme). Il simulatore quindi, non considera come elemento il pannello, ma i blocchi con il diodo di by-pass dal momento che, come detto precedentemente, la corrente viene imposta dalla cella con irraggiamento più basso a tutto il blocco.

Tale procedura calcola il valore mediano della corrente considerandone il valore massimo e minimo dell'impianto. A tale valore di corrente mediano si calcola poi la tensione corrispondente all'impianto; se tale valore di tensione risulta essere più grande della tensione imposta, allora il valore corrispondente in corrente diverrà il nuovo punto di minimo, altrimenti se risulta inferiore, la sua corrente corrispondente diverrà il nuovo punto di massimo. Tale procedimento iterativo ha termine quando il valore di corrente minimo e il valore di corrente massimo coincidono e quindi il valore di tensione corrispondente è pari a quello imposto.

Nel caso di insolazione non uniforme, alcuni blocchi di celle aventi illuminazione bassa non riescono a raggiungere la corrente dei blocchi con irraggiamento massimo. Questa situazione crea un problema di calcolo nella formula in quanto

correnti troppo alte rendono l'equazione irrisolvibile. Tale problema è risolto grazie la simulazione dell'attivazione del diodo di by-pass, il quale, con tensioni troppo basse, esclude il blocco di celle in parallelo ad esso. In questo modo, si replica l'effetto di avere un diverso numero di celle funzionanti con diverse illuminazioni, ottenendo la rappresentazione discontinua (gobbe) sulle rappresentazioni delle curve caratteristiche.

Questa operazione deve essere verificata per ogni tensione imposta considerando le differenti insolazioni sui blocchi.

A seguire verranno presentate alcune prove fatte con tale simulatore per analizzarne il corretto comportamento.

2.4 Simulazioni Software

2.4.1 Casi Illuminazione Uniforme

Per ogni caso che verrà analizzato saranno rappresentati i grafici della corrente e della potenza rispetto alla tensione.

La prima prova effettuata ha come obiettivo la simulazione di un impianto composto da una singola stringa di otto pannelli avente irraggiamento uniforme e pari alla massima insolazione possibile ($G = 1000 \text{ W/m}^2$). Come si può osservare, il risultato ottenuto è quello desiderato e non vi è la minima presenza di gobbe mentre, nel grafico della potenza si può riscontrare un unico punto di massimo (figura 2.13 , figura 2.14) .

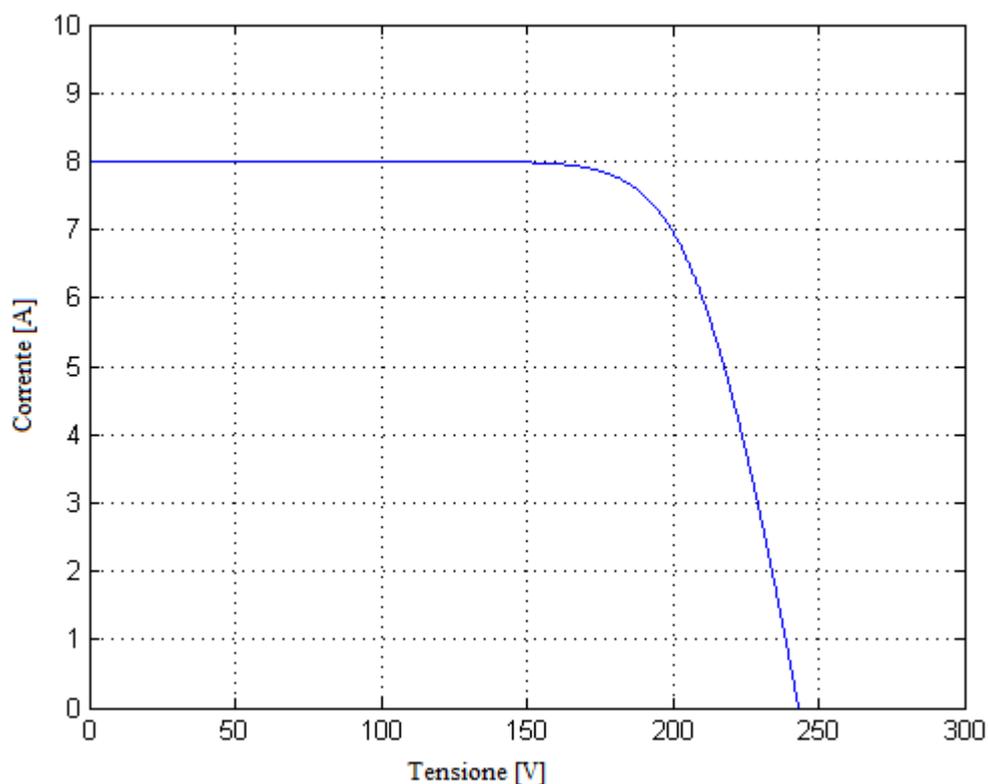


Figura 2.13: Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto composto da una stringa nel caso uniforme

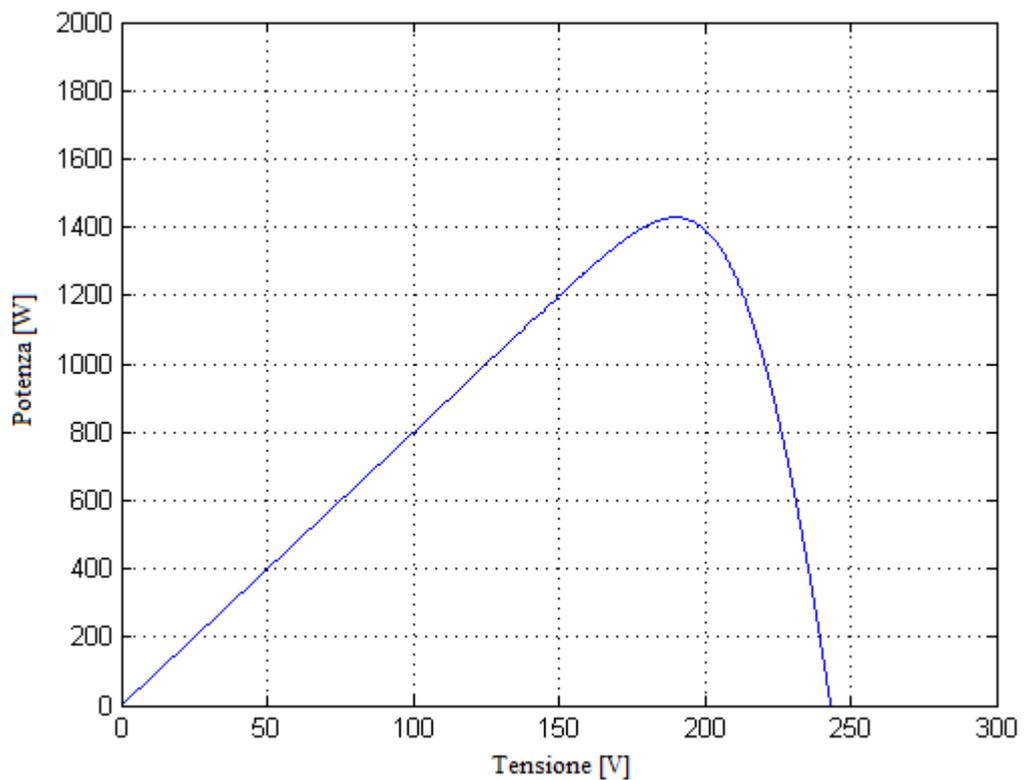


Figura 2.14 : Esempio caratteristica potenza - tensione di un impianto composto da una stringa nel caso uniforme ($1000 W/m^2$)

Nella seconda prova effettuata, si è utilizzato lo stesso impianto precedente ma con insolazione uniforme pari a $800 W/m^2$.

Come ci si attendeva anche in questo caso, la tensione massima rimane pressoché costante non essendoci variazione del numero di pannelli con una ovvia riduzione della corrente dovuta all'insolazione mentre, la potenza presenta un unico punto di picco massimo (figura 2.15 , figura 2.16).

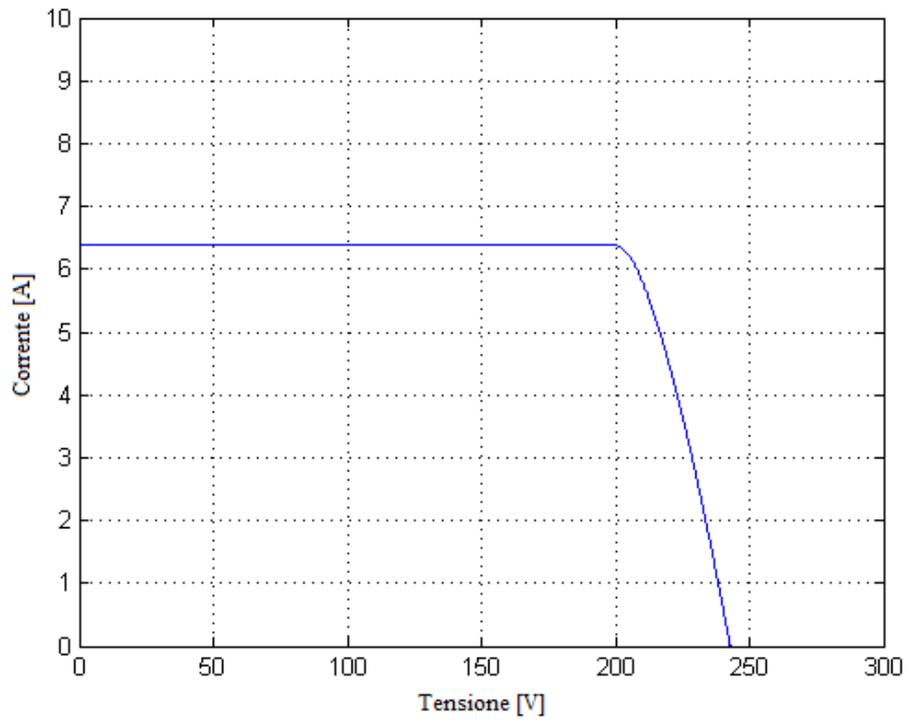


Figura 2.15 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto composto da una stringa nel caso uniforme (800 W/m^2)

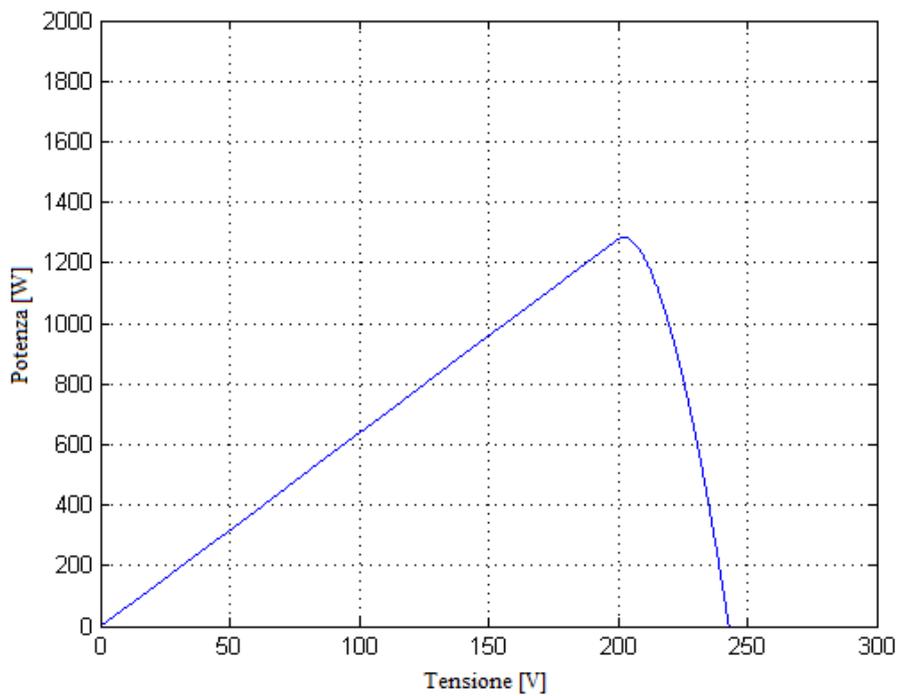


Figura 2.16 : Esempio caratteristica potenza - tensione di un impianto composto da una stringa nel caso uniforme (800 W/m^2)

Nell'ultima prova del caso di illuminazione uniforme con questa tipologia di impianto è stata considerata un'insolazione ulteriormente più bassa e cioè pari a 500 W/m^2 . Anche in questo caso la corrente massima risulta essere inferiore ai casi precedenti mantenendo la tensione pressoché costante. Non risultano nemmeno in questa situazione la presenza di gobbe e anche il punto di picco della potenza è unico (figura 2.17 , figura 2.18).

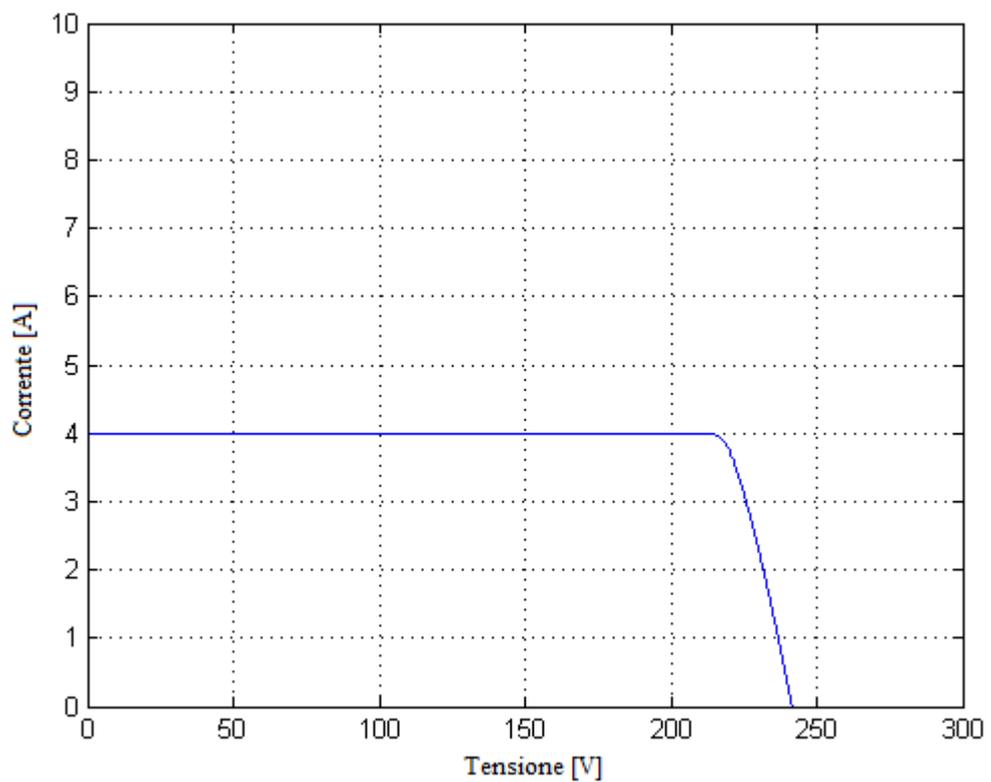


Figura 2.17 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto composto da una stringa nel caso uniforme (500 W/m^2)

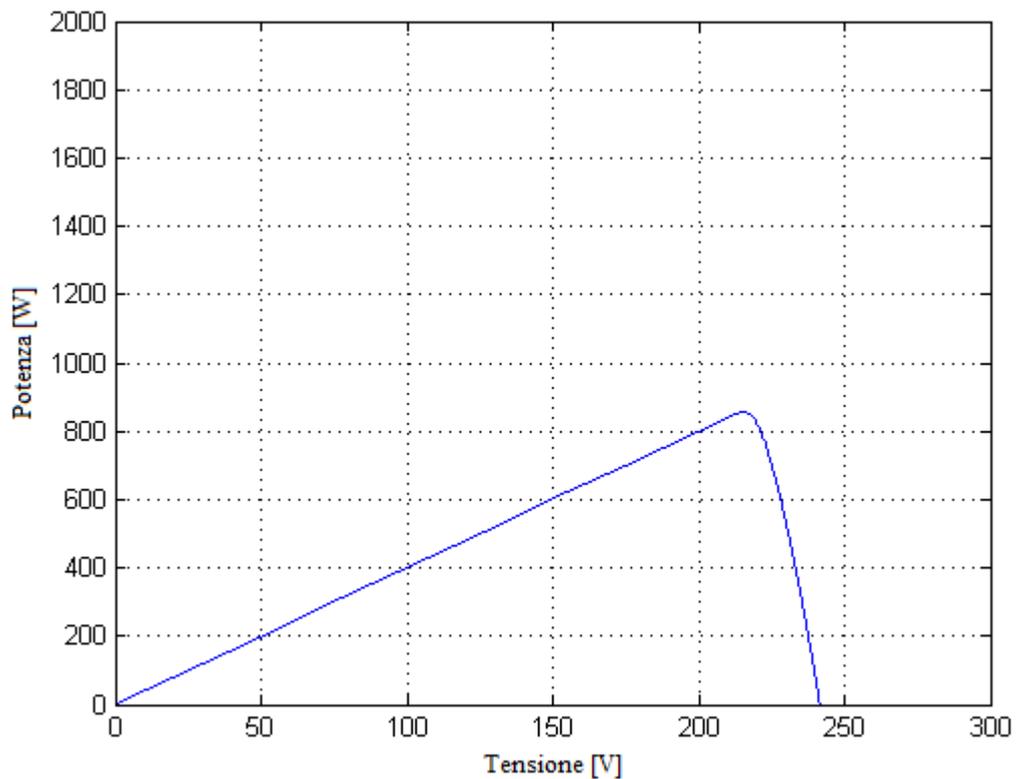


Figura 2.18 : Esempio caratteristica potenza - tensione di un impianto composto da una stringa nel caso uniforme (500 W/m^2)

Nella successiva simulazione si è scelto di considerare solo due pannelli ad insolazione massima 1000 W/m^2 e di modificarne uno dei parametri del data sheet riducendo il numero delle celle per pannello a 20 diversamente dai casi precedenti in cui le celle per pannello erano 50.

Da questa prova si può facilmente intuire che, mentre la corrente massima rimane sempre la stessa, riducendo il numero di celle la tensione massima diminuisce (figura 2.19 , figura 2.20). Anche in questa prova non vi è alcuna presenza di gobbe e il punto massimo di potenza è unico e pari a 142.86 W con una tensione della stringa pari a 19.03 V e una corrente pari a 7.5 A .

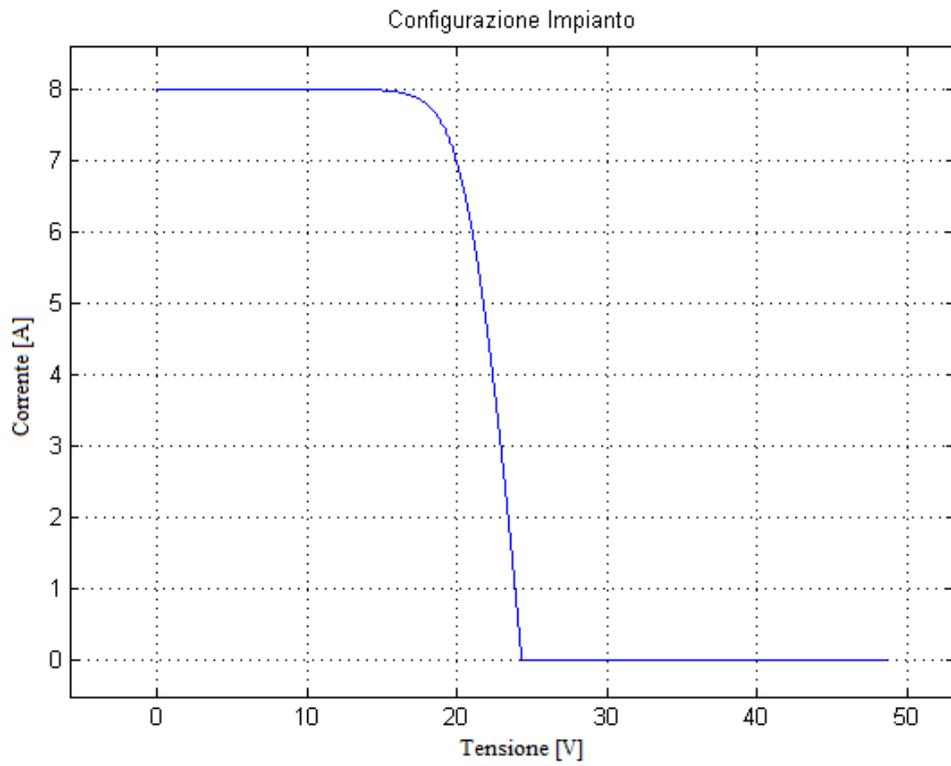


Figura 2.19 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto composto da pannelli con 20 celle

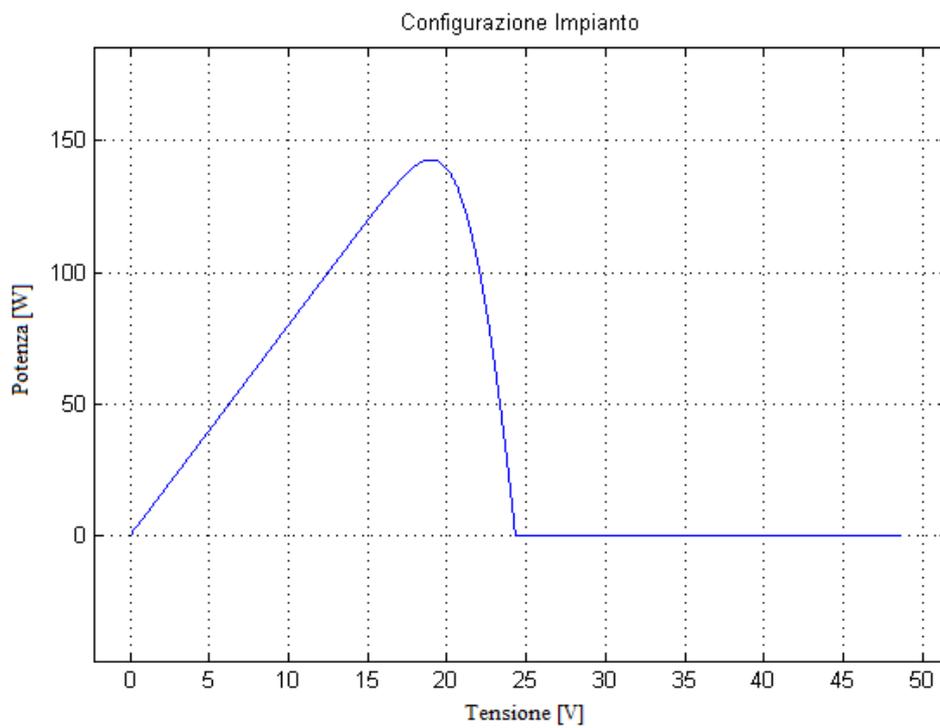


Figura 2.20 : Esempio caratteristica potenza - tensione di un impianto composto da pannelli con 20 celle

Una ulteriore prova con insolazione uniforme consiste nel considerare un impianto con due stringhe in parallelo ognuna delle quali è composta da tre pannelli da 20 celle ciascuno. Essendo due stringhe, quello che ci aspettiamo è avere una corrente massima pari al doppio del caso precedente, essendo la corrente totale data dalla somma delle correnti di ogni ramo; nel caso della tensione, avendo tre pannelli a stringa, ci si aspetta sia anche essa superiore al caso precedente. Come si può osservare si ottengono effettivamente i valori aspettati (figura 2.21 , figura 2.22).

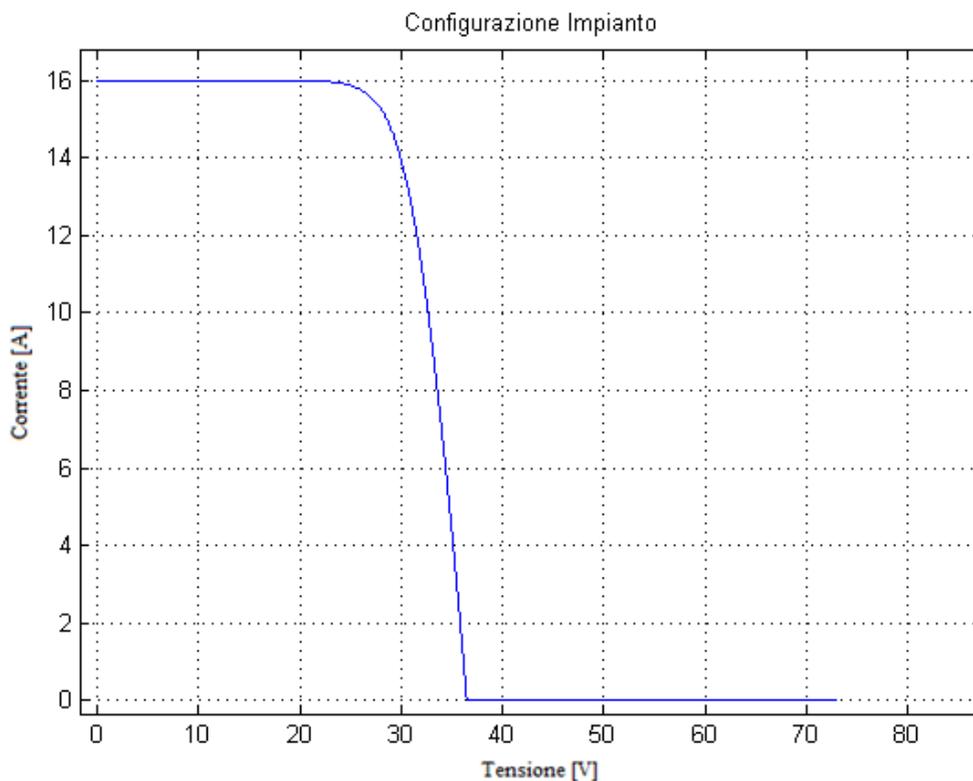


Figura 2.21 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto composto da due stringhe

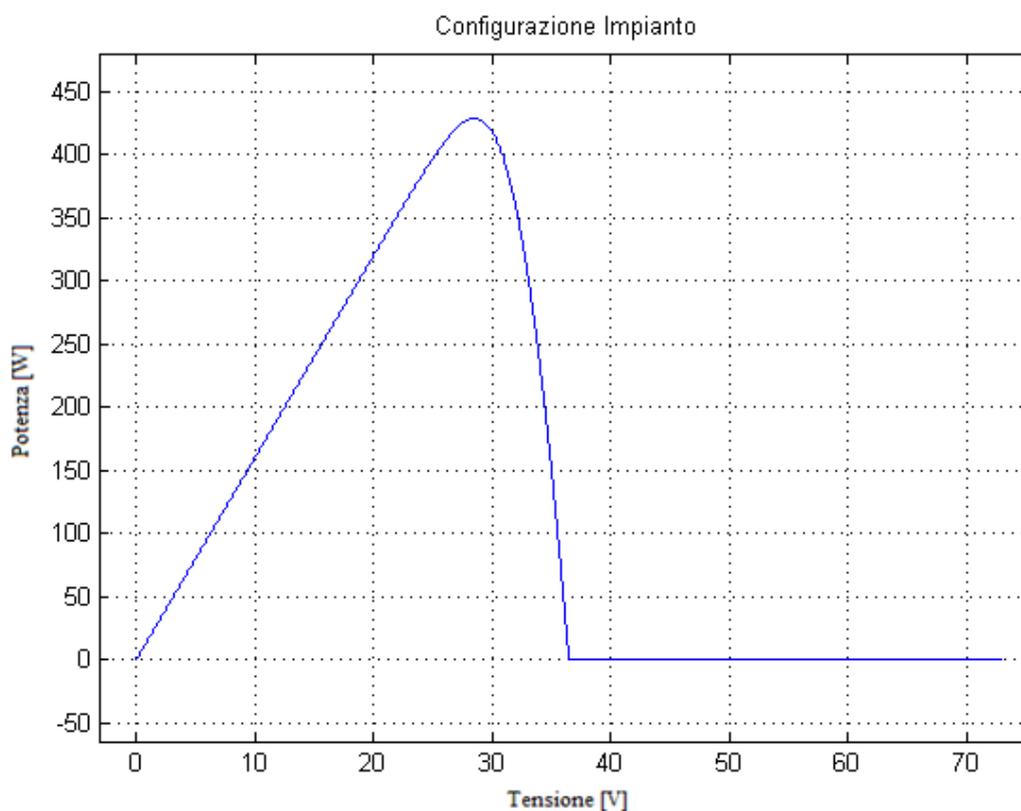


Figura 2.22 : Esempio caratteristica potenza - tensione di un impianto composto da due stringhe

2.4.2 Casi con Irraggiamento non Uniforme

In questo paragrafo si vuole analizzare il caso in cui l'irraggiamento non è uniforme sui vari pannelli: ciò che ci aspettiamo è di avere una curva caratteristica avente tante irregolarità (gobbe) quante sono le varie tipologie di insolazioni presenti sull'impianto (figura 1.19).

Il passo successivo è stato l'introduzione di un controllo che verificasse per ogni valore di tensione della stringa, in base all'insolazione, la capacità del blocco di poterla generare. Ove tale valore non potesse essere raggiunto, il simulatore si occupa dell'esclusione di questi. Quindi, con valori di tensione molto bassi, risultano funzionanti solo i blocchi di celle con massima insolazione e al crescere delle tensioni si attivano uno dopo l'altro quelli con insolazione minore.

La prima prova svolta prevede un impianto composto da due stringhe, ognuna con quattro pannelli aventi venti celle a testa. In questa, essendo due stringhe, analizzeremo prima il caso singolo di ogni stringa e successivamente metteremo insieme i risultati per ottenere la caratteristica dell'impianto. Nella tabella 2.1 vengono riportati i valori dell'irraggiamento della prima e della seconda stringa per pannello.

<i>Insolazioni Prima stringa W/m^2</i>	<i>Insolazioni Seconda Stringa W/m^2</i>
1000 500 700 600	200 400 1000 1000

Tabella 2.1 : Irraggiamento attribuito ad ogni pannello presente nell'impianto

Quello che ci aspettiamo per la prima stringa è avere tante gobbe quante sono le tipologie di insolazioni differenti, nel nostro caso quattro. Dal grafico possiamo constatare che effettivamente otteniamo tale risultato sia in corrente che in potenza: infatti, inizialmente a funzionare sono solo i pannelli con insolazione massima fino ad un intorno di 10 V per poi attivarsi il pannello con insolazione di $700 W/m^2$. Verso i 20 V inizia a funzionare il pannello con una insolazione da $600 W/m^2$ per poi partire l'ultimo pannello intorno ai 32 V.

Tale analogia di gobbe la ritroviamo nel grafico della potenza in cui possiamo osservare che il punto massimo si ottiene in prossimità dell'ultimo picco (figura 2.23 , figura 2.24).

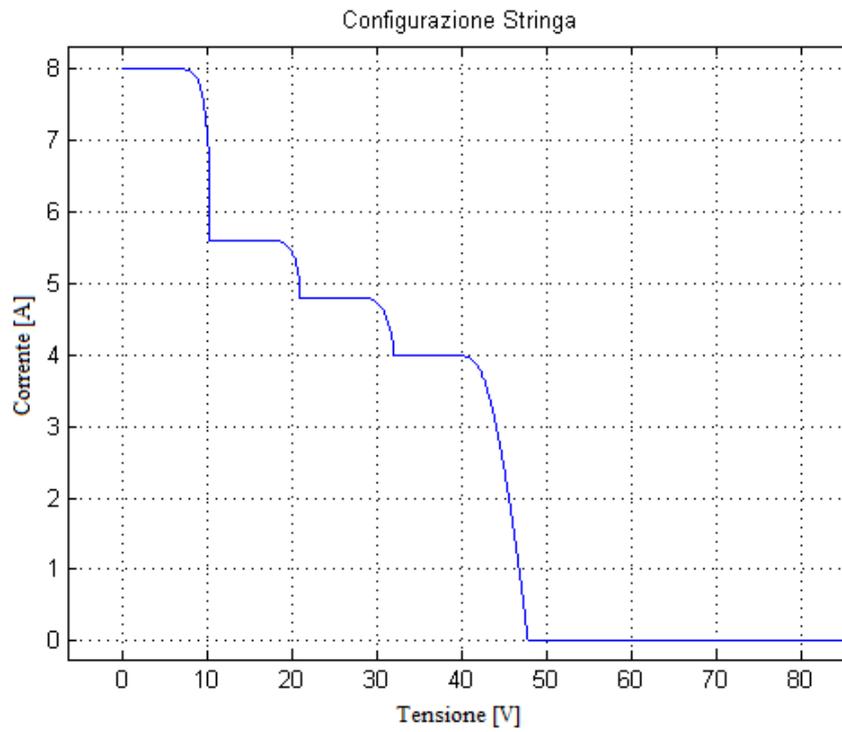


Figura 2.23 : Esempio caratteristica corrente - tensione di una stringa nel caso non uniforme

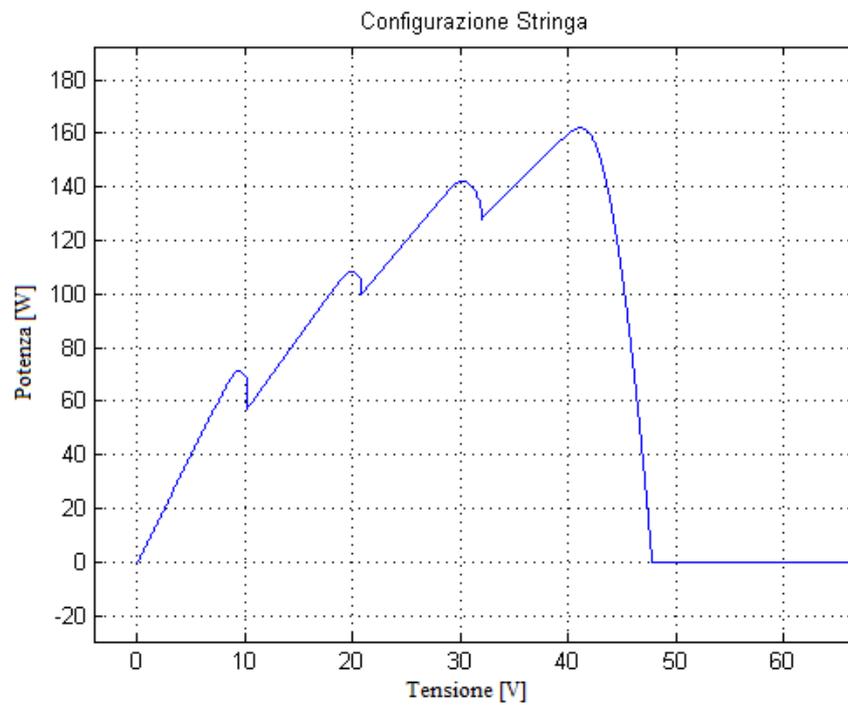


Figura 2.24 : Esempio caratteristica potenza - tensione di una stringa nel caso non uniforme

Analizziamo ora la seconda stringa e constatiamo che essendoci solo tre tipologie di insolazioni si avranno solo tre gobbe. Possiamo anche vedere che essendo i pannelli con massima insolazione due, tale gobba risulta essere più ampia sia delle altre in questo grafico, sia di quelle della stringa precedente.

Infatti, analizzando il grafico si osserva che il pannello da 400 W/m^2 inizia a funzionare solo a 23 V, mentre l'ultimo pannello si attiva intorno ai 35 V (figura 2.25). Osservazione molto importante da fare invece sul grafico della potenza è la presenza del punto di massima potenza assoluta non più sull'ultima gobba ma addirittura sulla prima intorno ai 20 V a differenza invece della prima stringa (figura 2.26).

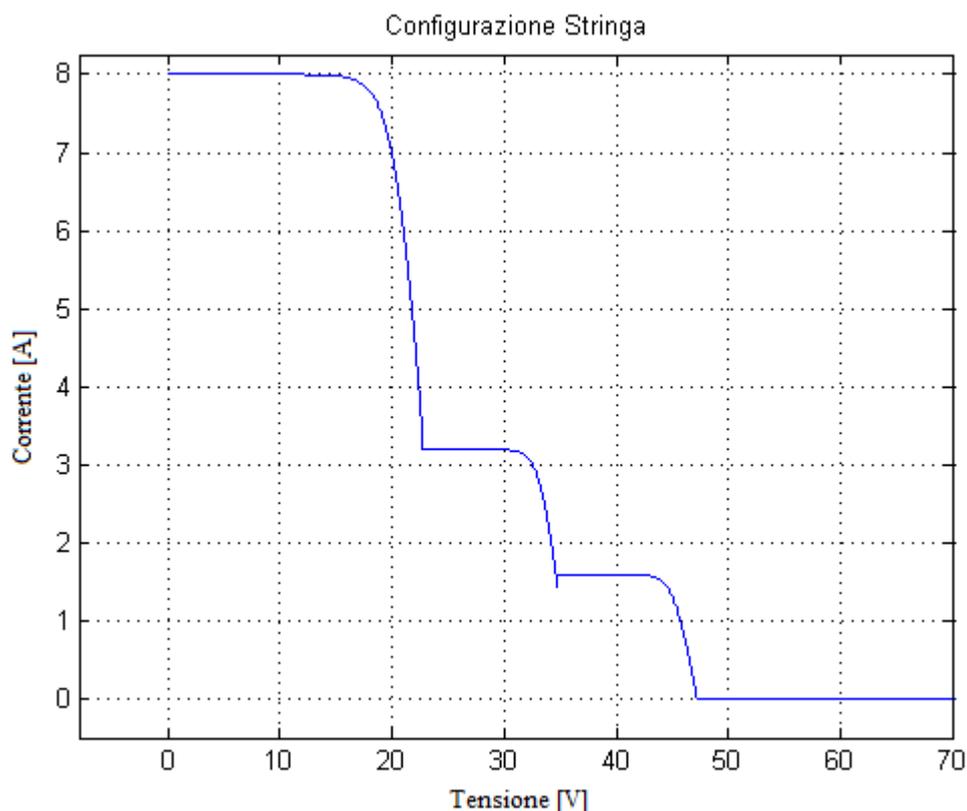


Figura 2.25 : Esempio caratteristica corrente - tensione di una stringa nel caso non uniforme

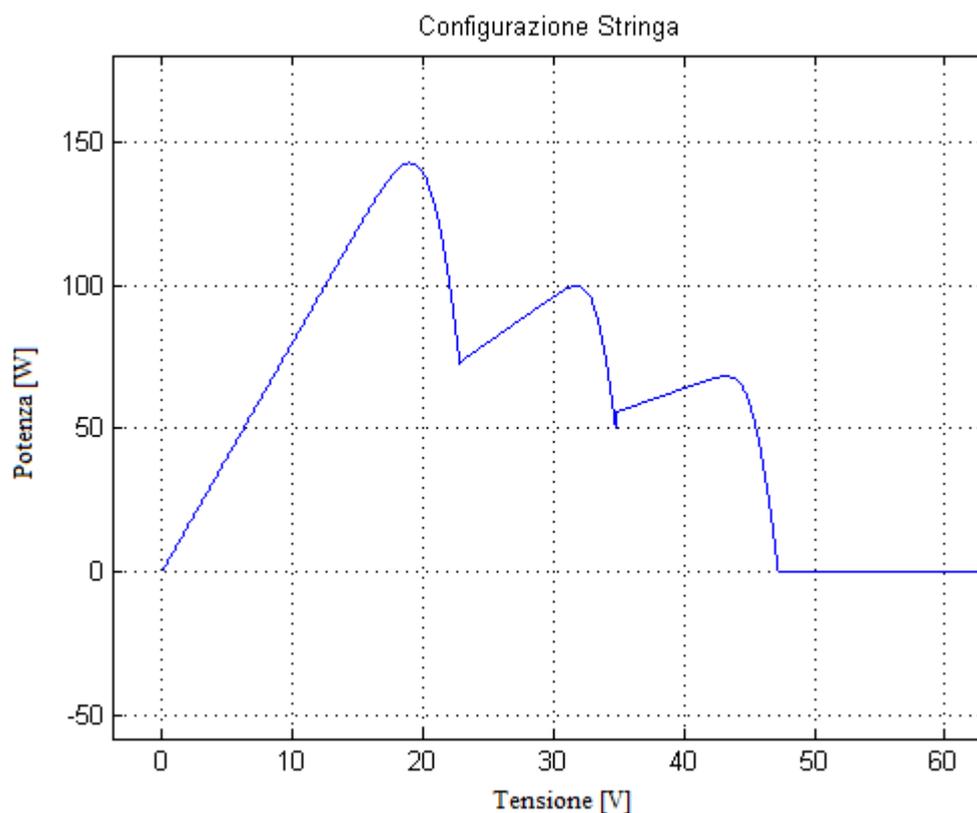


Figura 2.26 : Esempio caratteristica potenza - tensione di una stringa nel caso non uniforme

Vengono a questo punto inseriti i grafici dell'intero impianto ottenuti facendo una semplice somma matematica tra i valori della corrente della prima stringa e della seconda stringa a parità di tensione e ripetendo tale procedimento anche per la tensione. In questa situazione, il numero di gobbe dovrà essere pari alla somma di tutte le insolazioni differenti nell'intero impianto; dalla tabella 2.1 si verifica dunque l'ottenimento di sei gobbe, anche se due di queste non sono evidenti come le altre (figura 2.27 , figura 2.28).

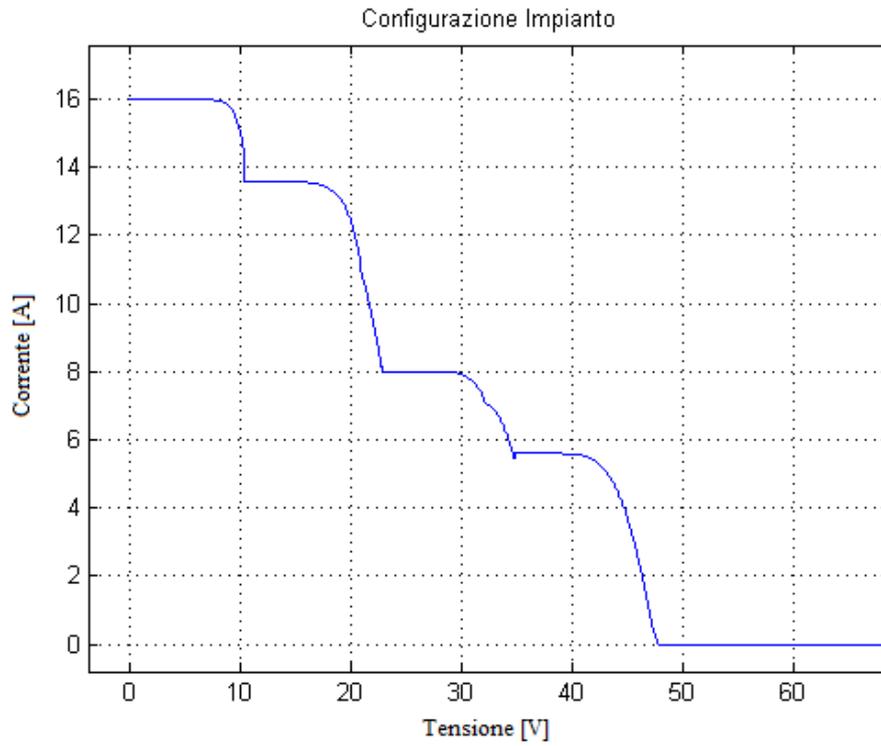


Figura 2.27 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto nel caso non uniforme

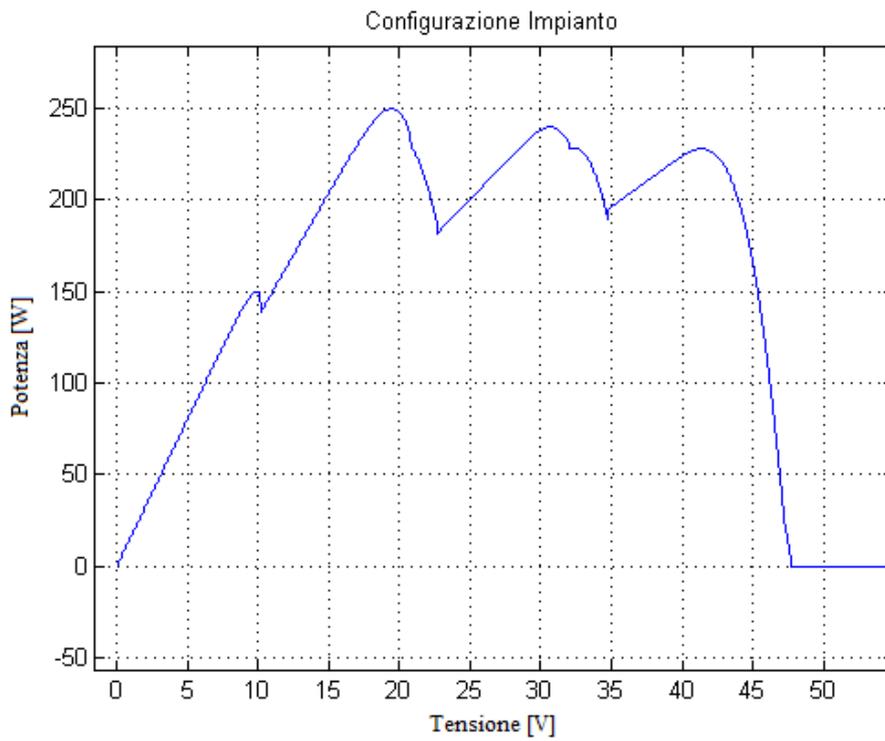


Figura 2.28 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto nel caso non uniforme

Un ultimo esempio non uniforme che tratteremo riguarda un impianto composto da due stringhe, ognuna con otto pannelli composti da venti celle (tabella 2.2). Anche in tale esempio verranno rappresentati prima i grafici per singola stringa per poi essere raggruppati in un unico grafico.

<i>Insolazioni Prima stringa W/m^2</i>	<i>Insolazioni Seconda Stringa W/m^2</i>
1000 500 700 600 200 400 1000 1000	800 900 1000 900 800 700 1000 900

Tabella 2.2 : Irraggiamento attribuito ad ogni pannello presente nell'impianto

La prima stringa, possedendo tre pannelli con massima insolazione, avrà un grafico in cui la prima gobba dovrebbe risultare più ampia delle altre. Inoltre, avendo sei tipologie di insolazione differente, ciò che ci aspettiamo è la presenza di sei gobbe (figura 2.29 , figura 2.30). Tale ipotesi, come si può notare dai grafici sottostanti, non sono state deluse; elemento importante di tale stringa è la presenza di un punto di massimo in potenza nel centro della curva caratteristica che rafforza la necessità di tale simulatore per la realizzazione di una procedura MPPT atta alla ricerca di questo punto di massima potenza.

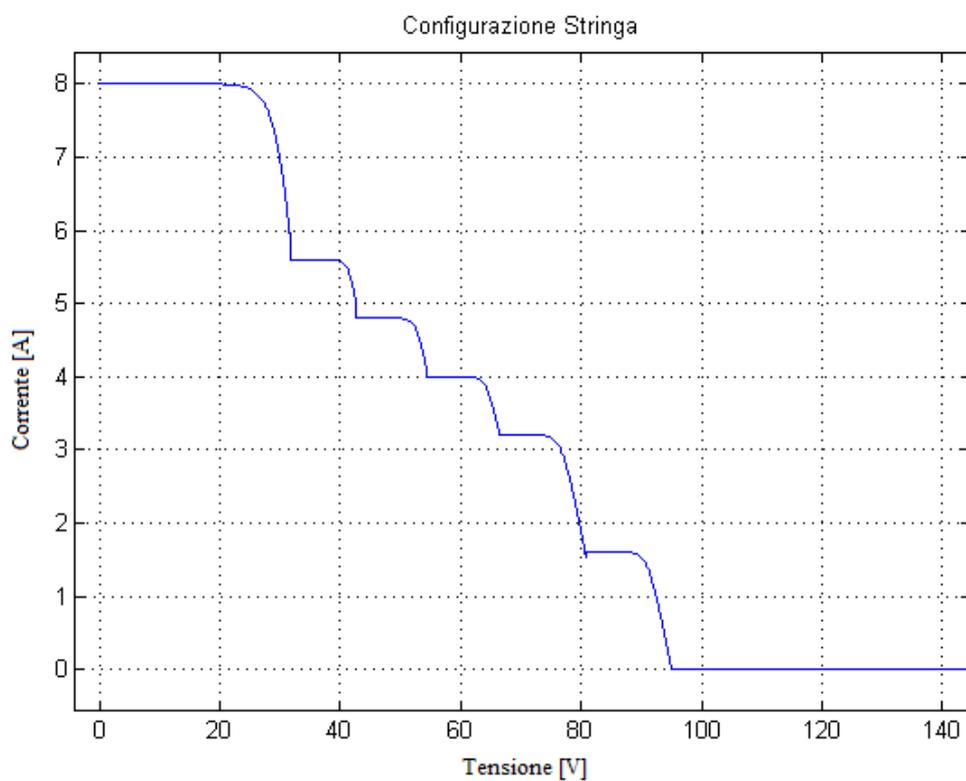


Figura 2.29 : Esempio caratteristica corrente - tensione di una stringa nel caso non uniforme

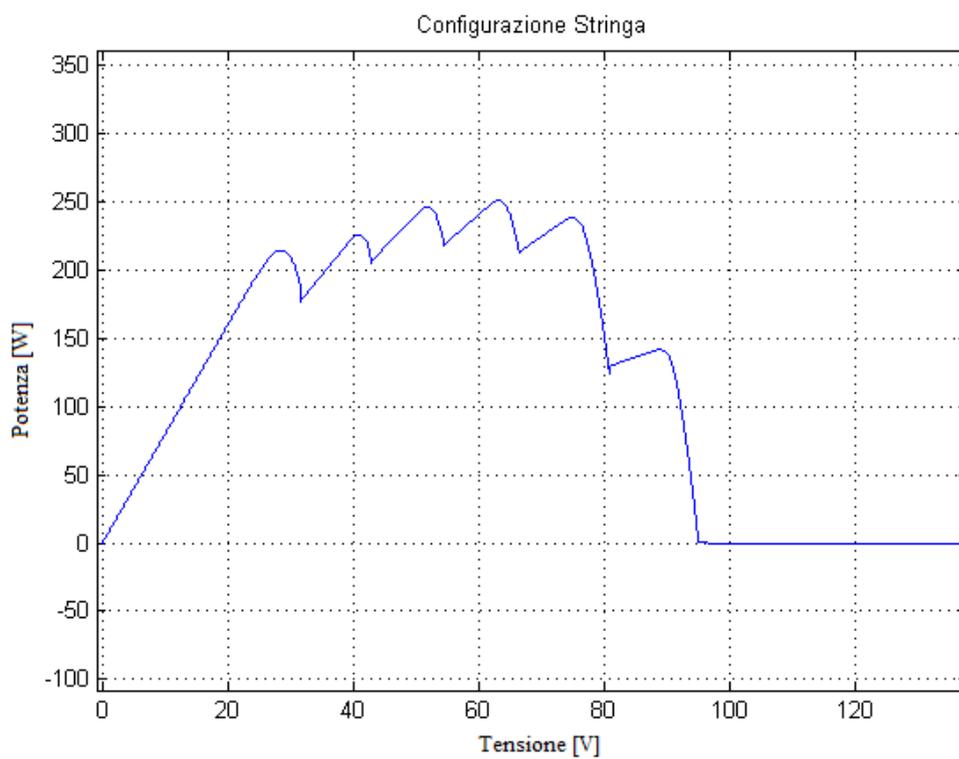


Figura 2.30 : Esempio caratteristica potenza - tensione di una stringa nel caso non uniforme

Nella seconda stringa, come esposto nella tabella delle insolazioni, troviamo quattro tipologie di illuminazione; quindi si avranno quattro gobbe (figura 2.31 , figura 2.32), mentre nella configurazione dell'impianto si avranno tante gobbe quante sono le tipologie di insolazioni presenti in tutte le stringhe (figura 2.33 , figura 2.34). Anche in questo esempio possiamo notare che il punto di massima potenza si raggiunge nella penultima gobba.

In conclusione a tali simulazioni descritte, possiamo affermare che la variazione dei pannelli in serie modifica la tensione massima raggiungibile, mentre la variazione dei pannelli in parallelo varia la corrente massima raggiungibile. La variazione di gobbe si ottiene avendo pannelli non uniformi presenti nell'impianto.

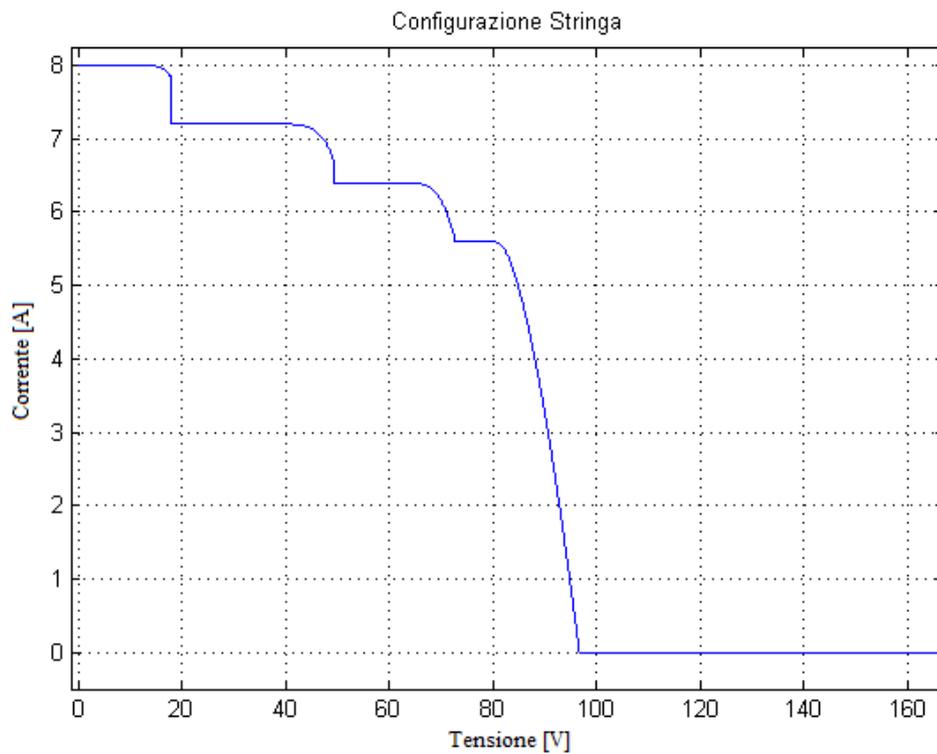


Figura 2.31 : Esempio caratteristica corrente - tensione di una stringa nel caso non uniforme

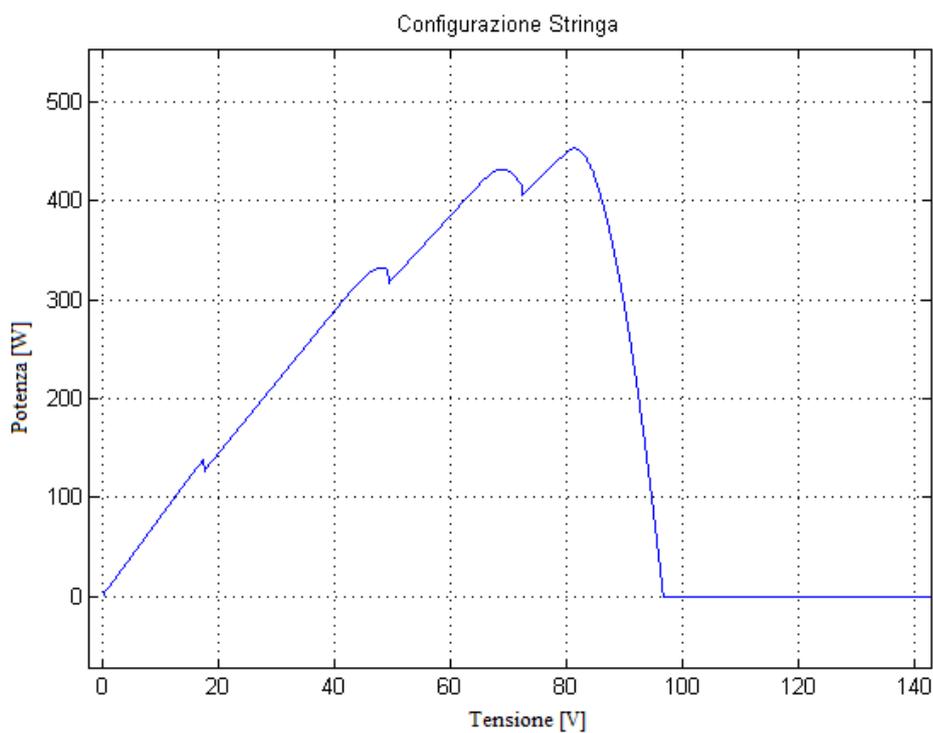


Figura 2.32 : Esempio caratteristica potenza - tensione di una stringa nel caso non uniforme

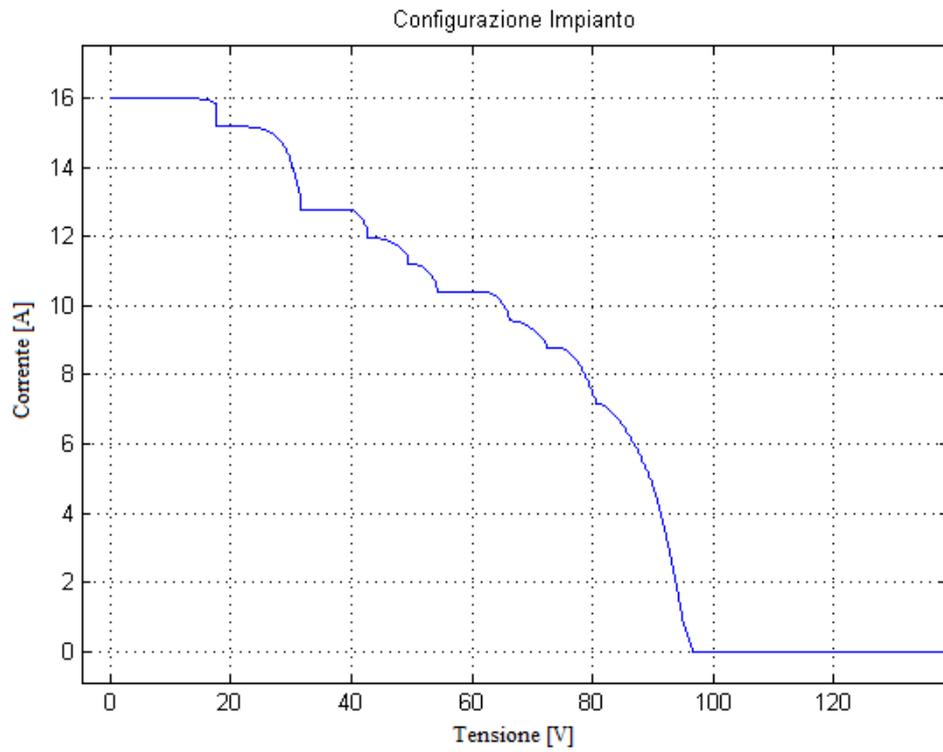


Figura 2.33 : Esempio caratteristica corrente - tensione di un impianto nel caso non uniforme

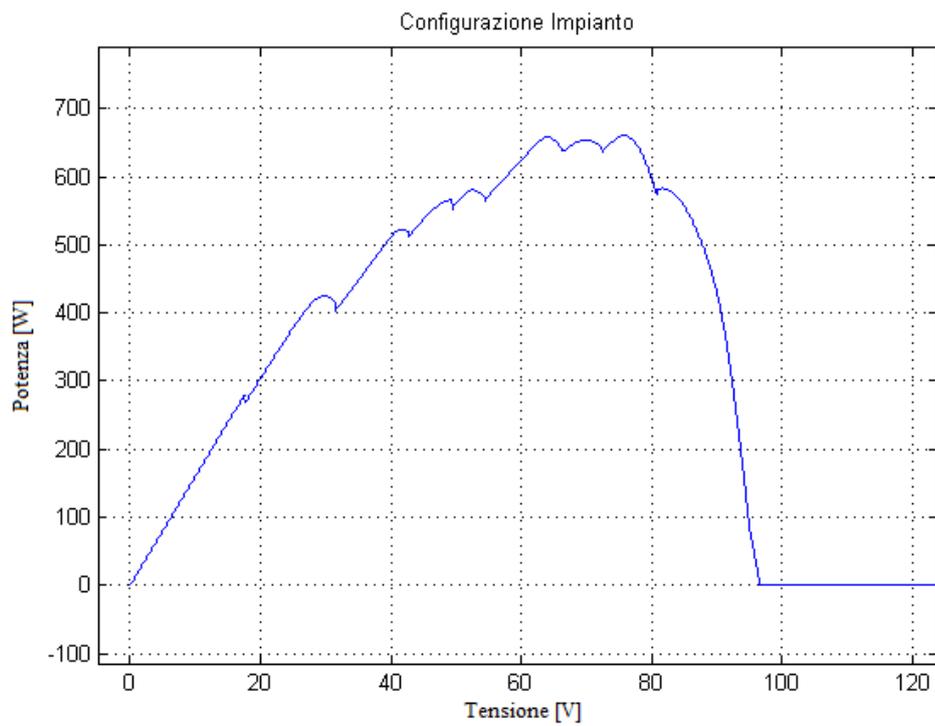


Figura 2.34 : Esempio caratteristica potenza - tensione di un impianto nel caso non uniforme

Capitolo 3 Validazione Modello

3.1 Descrizione Impianto

Ultima fase di questo progetto riguarda la validazione del nostro modello matematico. Per poter fare ciò è stato necessario utilizzare un vero impianto fotovoltaico in modo da confrontare effettivamente i dati sperimentali con quelli ottenuti con il simulatore.

L'impianto utilizzato fa parte della test facility di RSE S.p.A. di Milano (figura 3.1) dove si eseguono sperimentazioni su diversi tipi di pannelli e inverter. Tale impianto fotovoltaico è composto da 8 pannelli della Solarday modello del tipo PX 60-220, in serie (stringa) ognuno avente 60 celle in silicio multi cristallino (figura 3.2). L'array di celle solari è incapsulato tra due fogli di Etilen Vinil Acetato inseriti a loro volta tra un vetro temprato; tale foglio assicura la protezione da urti accidentali, mentre il vetro offre protezione dagli agenti atmosferici e ottimizza la raccolta della luce solare.

Il diodo di by-pass è posto ogni 20 celle, quindi il nostro simulatore considera l'impianto come composto da tanti gruppi quanti sono i diodi di by-pass (nel nostro caso 24 blocchi di celle).

I dati sperimentali sono stati misurati sull'impianto fotovoltaico tramite un'apparecchiatura, denominata MP-170, fornita dalla società RSE.



Figura 3.1 : Impianto Fotovoltaico ERSE



Figura 3.2 : Foto pannello solare solarday del tipo PX60-220

3.2 Descrizione Strumento

Tale strumento della EKO rileva tramite dei sensori la misura dell'irraggiamento e della temperatura di una cella test e, successivamente, traccia la curva della corrente rispetto alla tensione dell'impianto (figura 3.3). Tale apparecchiatura, per determinare la caratteristica, viene posta in parallelo all'impianto fotovoltaico, scollegando momentaneamente l'impianto (figura 3.4). Lo schema di funzionamento, che si presume abbia tale strumento, è composto da un generatore di tensione in serie ad una resistenza ed in parallelo ad un condensatore; tale generatore di tensione fornisce tutte le tensioni fino a quella di circuito aperto e, tramite un amperometro, misura la corrente generata dall'impianto fotovoltaico mentre, tramite un voltmetro, misura la tensione ai capi del condensatore (figura 3.5). Questo strumento presenta una tolleranza di circa 3% sull'irraggiamento, 1% sulla corrente e sempre dell'1% sulla tensione. Nell'impianto fotovoltaico è presente un sistema di acquisizione dati che si occupa di registrare a intervalli discreti (15 minuti) sia i valori di produzione letti dagli inverter dei vari gruppi di pannelli, sia i dati ambientali come la temperatura e l'insolazione, quest'ultima tramite una cella test opportunamente calibrata. Per poter determinare la temperatura e l'insolazione negli istanti delle prove si sono consultati i dati registrati da tale sistema interpolando quelli della fascia oraria d'interesse.

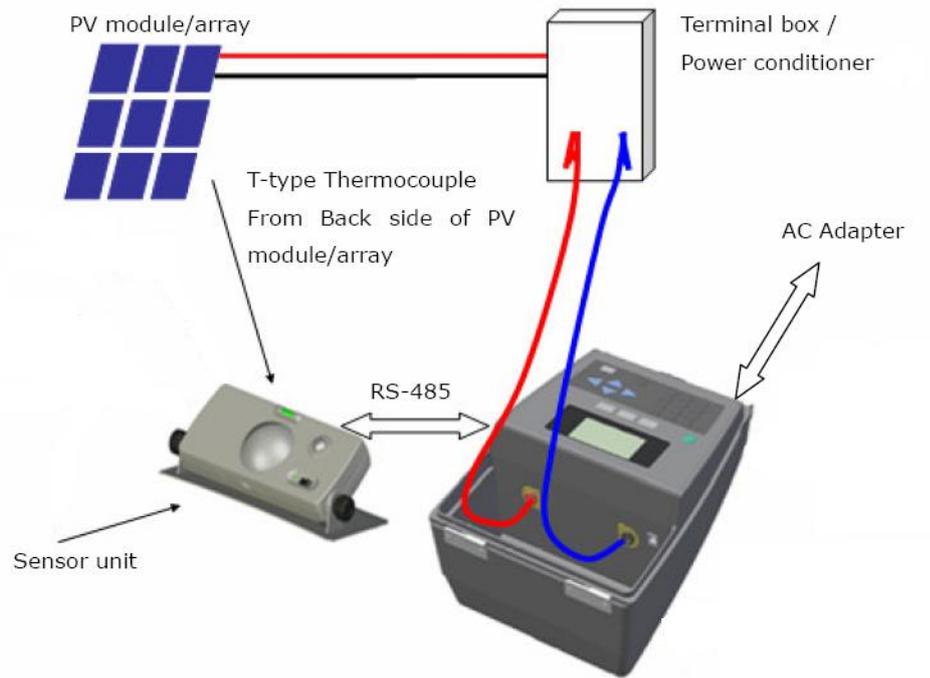


Figura 3.3 : Mp-170

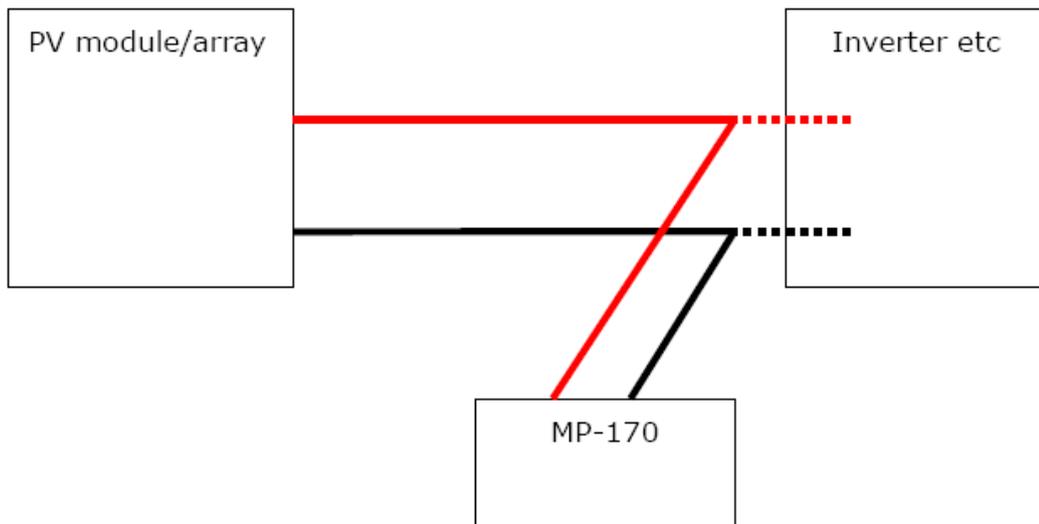


Figura 3.4 : Connessione MP-170 su un impianto fotovoltaico

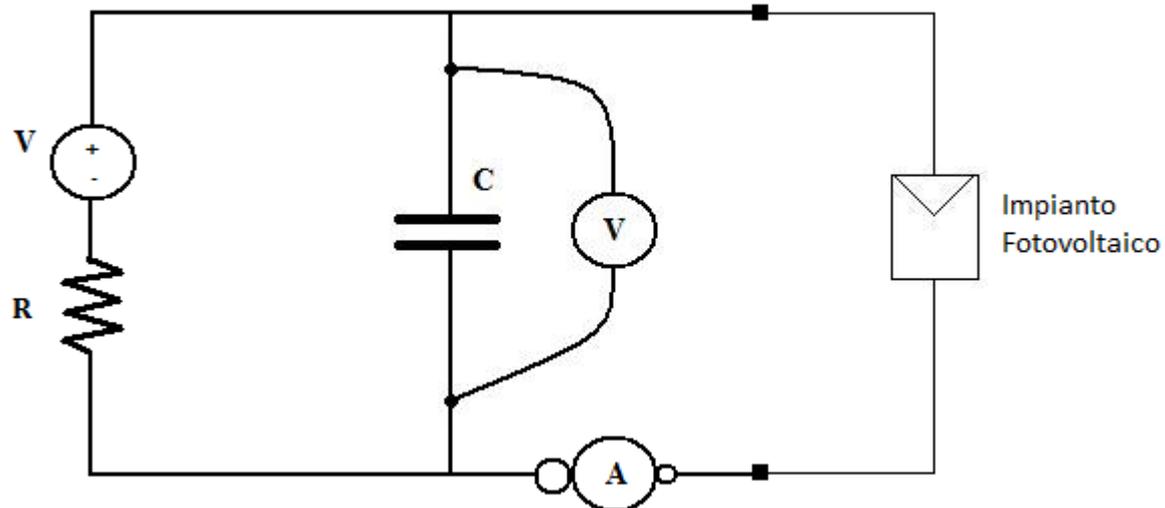


Figura 3.5 : Funzionamento elettronico EKO MP-170

3.3 Identificazione offline da data sheet

Prima di procedere con il confronto dei dati sperimentali con quelli del simulatore è necessario svolgere la stessa operazione del capitolo due sull'identificazione di un generico pannello fotovoltaico per la determinazione dei parametri incogniti. Essendo realizzata utilizzando il nuovo data sheet in questa sezione non verrà riproposta (figura 3.6).

Come si è definito in precedenza, tali parametri (A , I_{ph} , I_{s1} , R_s) sono caratteristici del pannello; I valori dei parametri così identificati sono indicati nella equazione 3.1 ottenendo come risultati le caratteristiche mostrate nelle figure 3.8 , figura 3.9.

Punto di lavoro a potenza massima trasferita: $I_w = 7.72 \text{ A}$; $V_w = 28.5 \text{ V}$

Corrente di corto circuito: $I_{sc} = 8.29 \text{ A}$

Tensione di circuito aperto: $V_{oc} = 37.1 \text{ V}$

Numero Celle in serie componenti un pannello: $N_s = 60$

Temperatura cella standard (NOCT): $T = 48^\circ\text{C} = 321 \text{ K}$

$$R_s = 0.008 \Omega , A = 1.1 , I_{s1} = 1.2737e - 8 \text{ A} , I_{ph} = 8.29 \text{ A}$$

Equazione 3.1

Nel data sheet è presente inoltre, una rappresentazione della curva caratteristica in corrente e in potenza rispetto alla tensione che possiamo confrontare visivamente con le curve caratteristiche ottenute col simulatore (figura 3.7). Da tale raffronto possiamo notare che effettivamente il grafico ottenuto dal simulatore si comporta come quello del data sheet.

CARATTERISTICHE FISICHE

MODULO FOTOVOLTAICO	CON CORNICE	LAMINATO
Lunghezza	1.665 mm	1.657 mm
Larghezza	1.005 mm	997 mm
Spessore	43 mm	5 mm
Peso	22 kg.	19,5 kg.

CELLE FOTOVOLTAICHE	SILICIO MULTICRISTALLINO
Dimensioni	156 mm x 156 mm
Quantità	60
Layout	6 x 10
Vetro frontale	Vetro a basso contenuto di ferro
Spessore vetro	4 mm
Inglobante	E.V.A. (Etilen Vinil Acetato)
Protezione Posteriore	Multistrato Tedlar/ Poliestere/ Tedlar
Cornice	Estruso in alluminio anodizzato
Scatola di giunzione	N. 1 scatola IP65 con 3 diodi di bypass
Cavi e Connettori:	Cavo unipolare da 4 mm ² , inclusi connettori polarizzati

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

		PX60-220
Potenza del Modulo ($\pm 5Wp$)	Pmax	220 W
Tensione Massima	Vmpp	28,5 V
Corrente massima	I _{mpp}	7,72 A
Tensione a circuito aperto	Voc	37,1 V
Corrente di corto circuito	Isc	8,29 A
Tensione massima di sistema		1000 V
Efficienza modulo		13,5%
Efficienza cella		15,2%
NOCT		48°C

Figura 3.6 : Data Sheet di un pannello fotovoltaico del tipo PX60-220

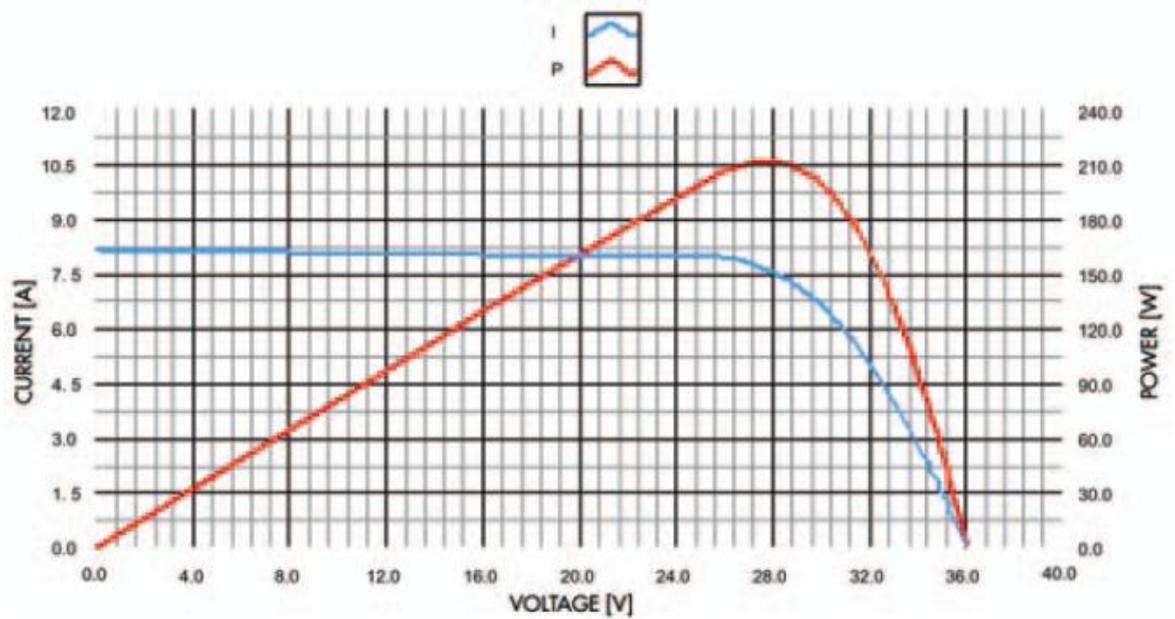


Figura 3.7 : Curva caratteristica del modulo in esame presente sul data sheet (in rosso: potenza – tensione, in blu: corrente - tensione)

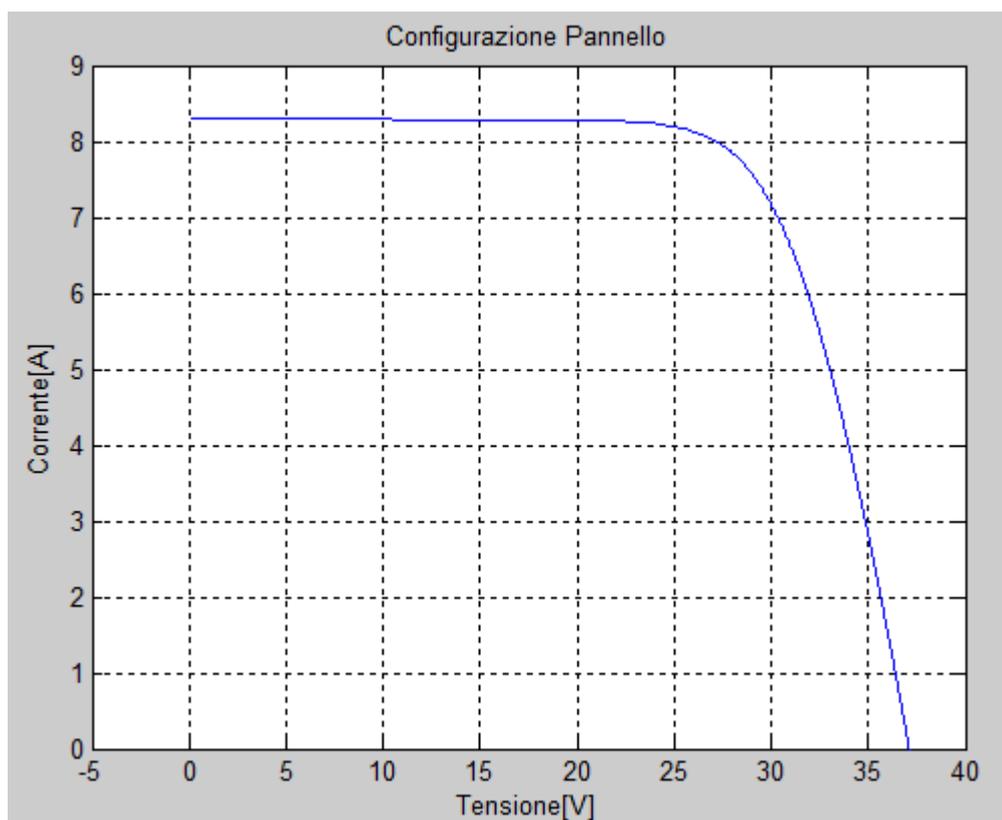


Figura 3.8 : Curva caratteristica corrente – tensione ottenuta tramite il nostro simulatore

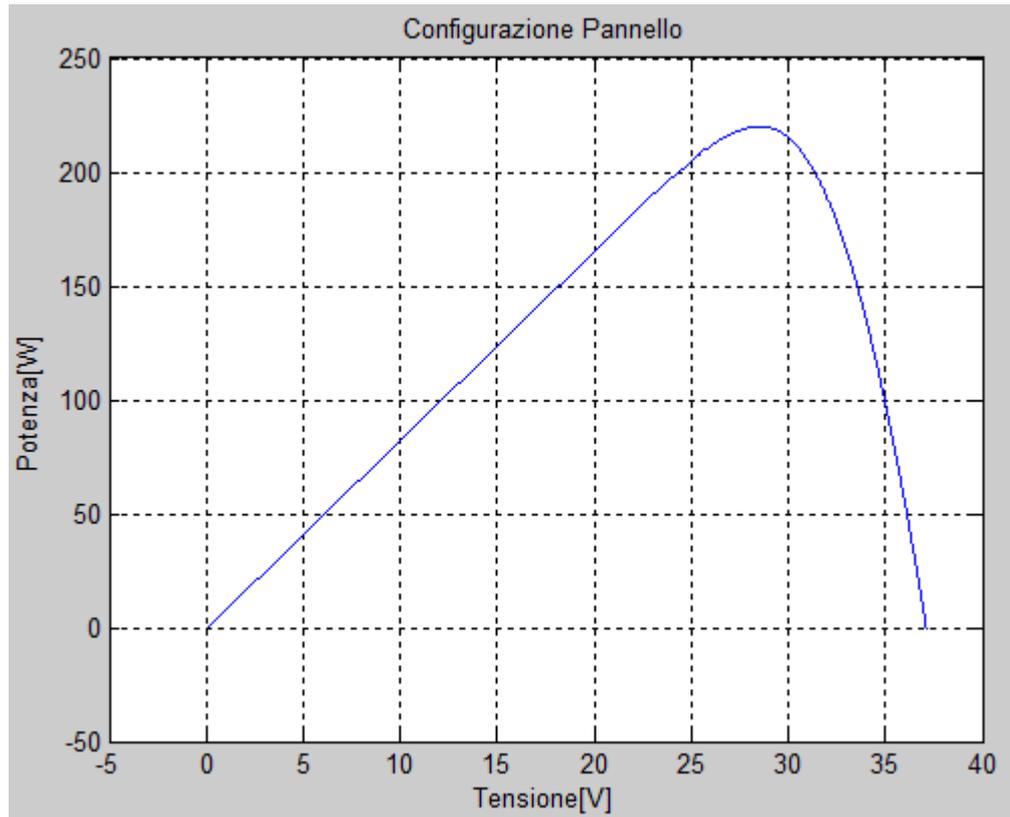


Figura 3.9 : Curva caratteristica potenza – tensione ottenuta tramite il nostro simulatore

3.4 Prove

Prima di procedere nella realizzazione delle prove, possiamo supporre che la curva caratteristica reale rispetto a quella del simulatore, nella prima parte del grafico, abbia una pendenza differente; infatti, la curva del simulatore non mostra questa caratteristica poiché è stata trascurata la resistenza in parallelo non presente nel modello a cinque parametri come descritto nel capitolo secondo. Tale differenza dovrebbe manifestarsi solo per valori bassi di tensione senza quindi compromettere la caratteristica simulata per tensioni più alte, ossia quelle di maggiore interesse, in quanto l'inverter lavora solo a tensioni superiori ad una certa soglia, come già definito nel capitolo primo.

3.4.1 Caso insolazione Uniforme

Nella prima prova svolta, abbiamo considerato il caso di insolazione uniforme, confrontando la curva ottenuta col simulatore (in blu) con quella ottenuta sperimentalmente dall'impianto fotovoltaico resoci disponibile (rosso). Purtroppo questo è l'unico caso in cui sono stati forniti i valori esatti di temperatura e irraggiamento dell'impianto a causa di problemi ai sensori di rilevamento; l'irraggiamento corrispondente a tale prova è pari a 620 W/m^2 mentre la temperatura corrispondente alla superficie delle celle è pari a $31.9 \text{ }^\circ\text{C}$. Come ci si aspettava dalle considerazioni iniziali, la prima parte della curva dell'impianto risulta avere una pendenza non presente nel simulatore che comunque non influenza la curva in alte tensioni. Il modello in questa prova, sia in potenza che in corrente, si comporta approssimativamente come l'impianto reale; infatti, sussiste un distacco tra le due curve non superiore al 3%, che è una buona approssimazione considerando sia la tolleranza dello strumento utilizzato sia le approssimazioni dovute al modello (figura 3.10 , figura 3.11).

Terminata tale prima fase di verifica, si è voluto poi confrontare il simulatore non più in condizioni d'insolazione uniforme per analizzarne eventuali differenze.

Come anticipato, in queste prove, non possedendo i dati di irraggiamento e di temperatura, essi saranno calcolati tramite estrapolazione dai valori precedenti tenendo in considerazione inoltre le misure nei giorni antecedenti.

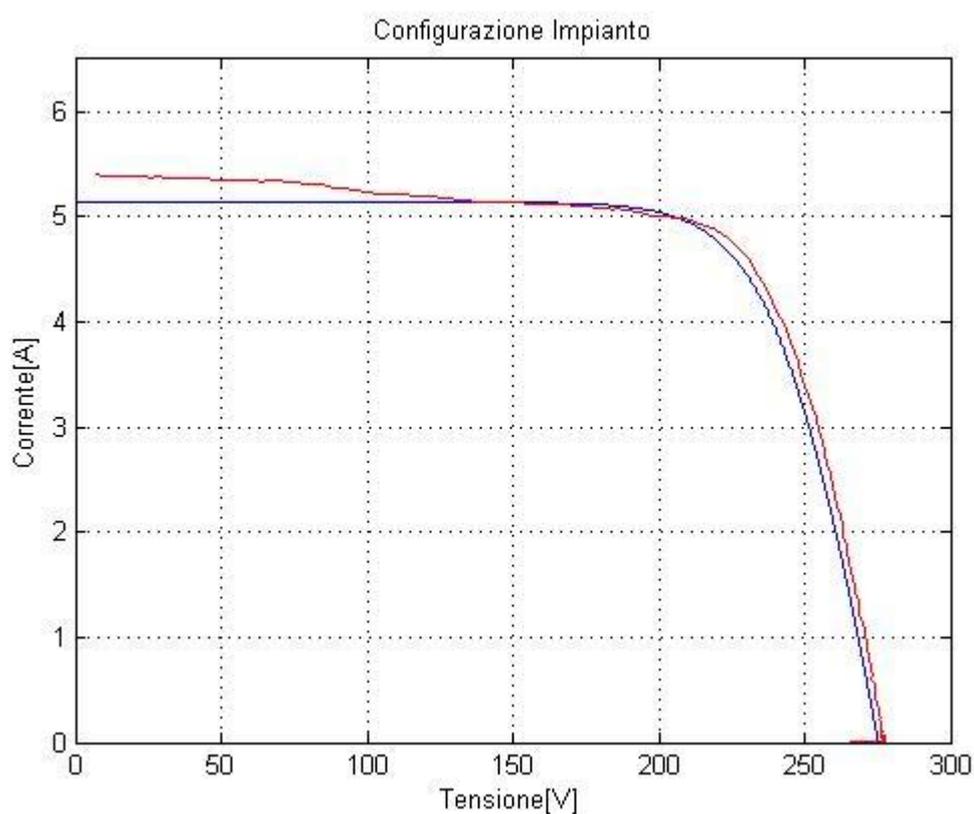


Figura 3.10 : Confronto curve caratteristiche corrente – tensione (blu : simulatore , rosso : rilevazioni impianto)

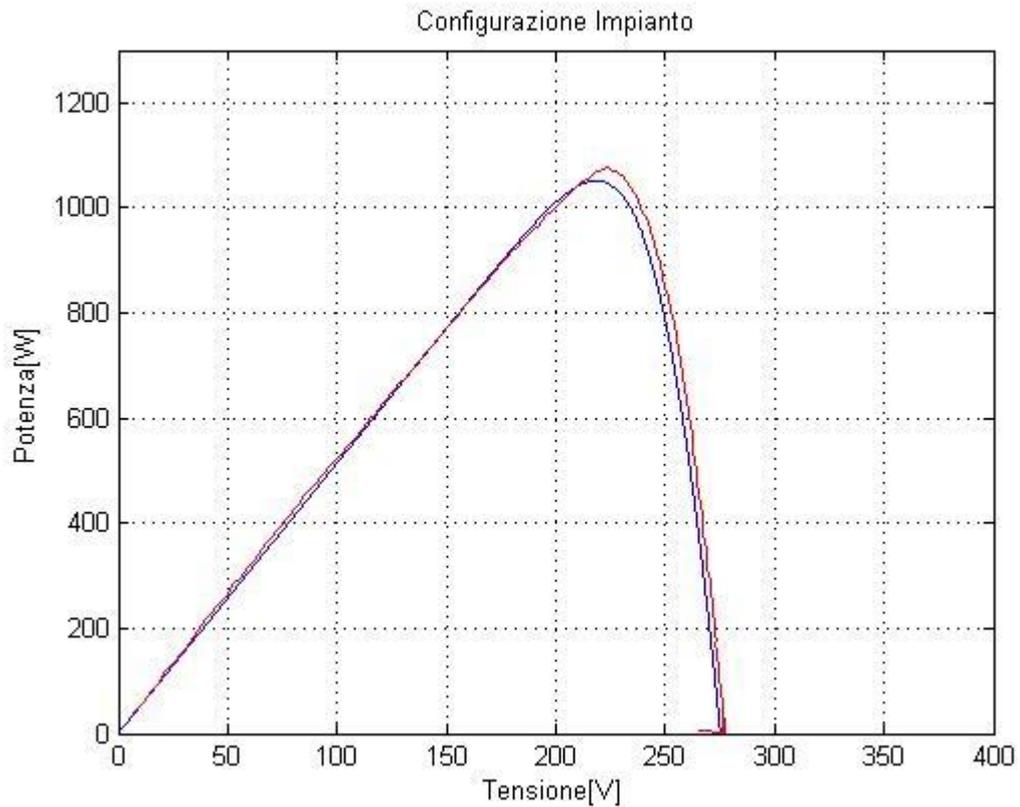


Figura 3.11 : Confronto curve caratteristiche potenza – tensione (blu : simulatore , rosso : rilevazioni impianto)

3.4.2 Caso insolazione non Uniforme

Per poter ottenere un irraggiamento non uniforme è stato necessario ombreggiare porzioni di impianto con delle tavole mobili opache opportunamente posizionate a distanze variabili dai pannelli in modo da poter variare l'entità dell'ombreggiamento. Tale procedura non permetteva di poter determinare il valore di irraggiamento fornito da tali dispositivi quindi è stato necessario calcolarlo a posteriori confrontando le misure fornite dallo strumento con i risultati ottenuti dal modello.

Inizialmente, come preannunciato nel paragrafo precedente, abbiamo determinato il valore di temperatura ed irraggiamento delle celle non ombreggiate analizzando i dati relativi alla cella test nei giorni precedenti. Si è notato che nell'orario di questa prova vi è una variazione di circa $+20 \text{ W/m}^2$ e di circa $+1^\circ\text{C}$ rispetto alle condizioni registrate nella prova precedente, portando quindi l'irraggiamento a 640 W/m^2 e la temperatura a circa 33°C . Abbiamo variato l'irraggiamento di un pannello e tramite posizionamento grafico abbiamo ricavato tale valore pari a 107 W/m^2 (figura 3.12 , figura 3.13).

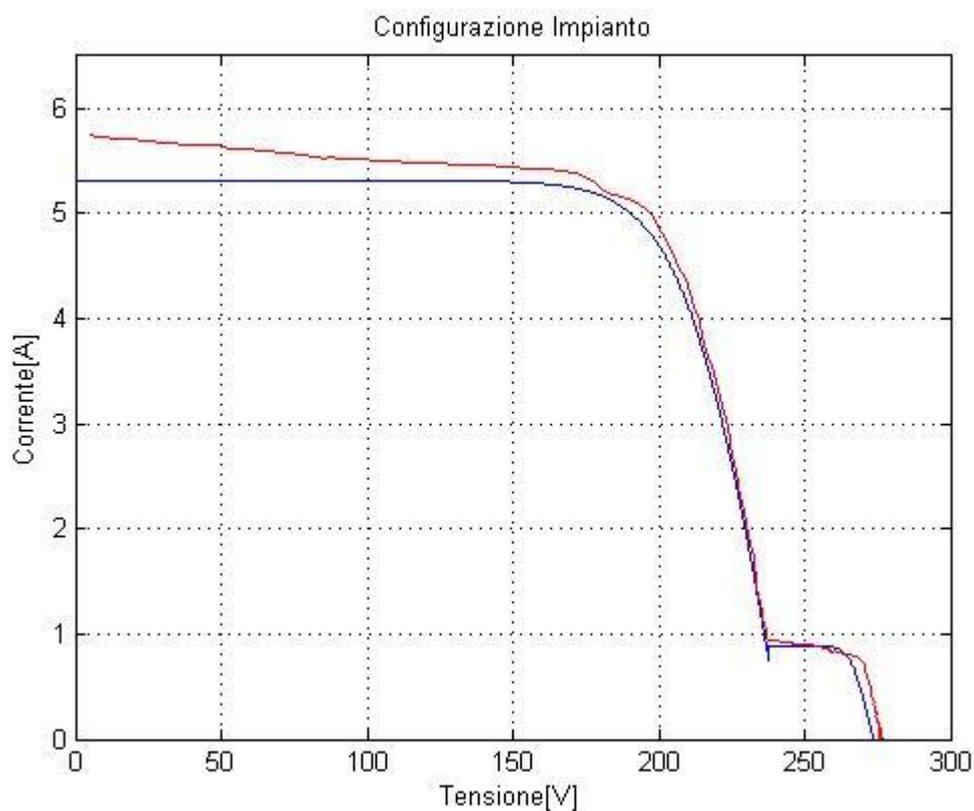


Figura 3.12 : Caratteristica corrente – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

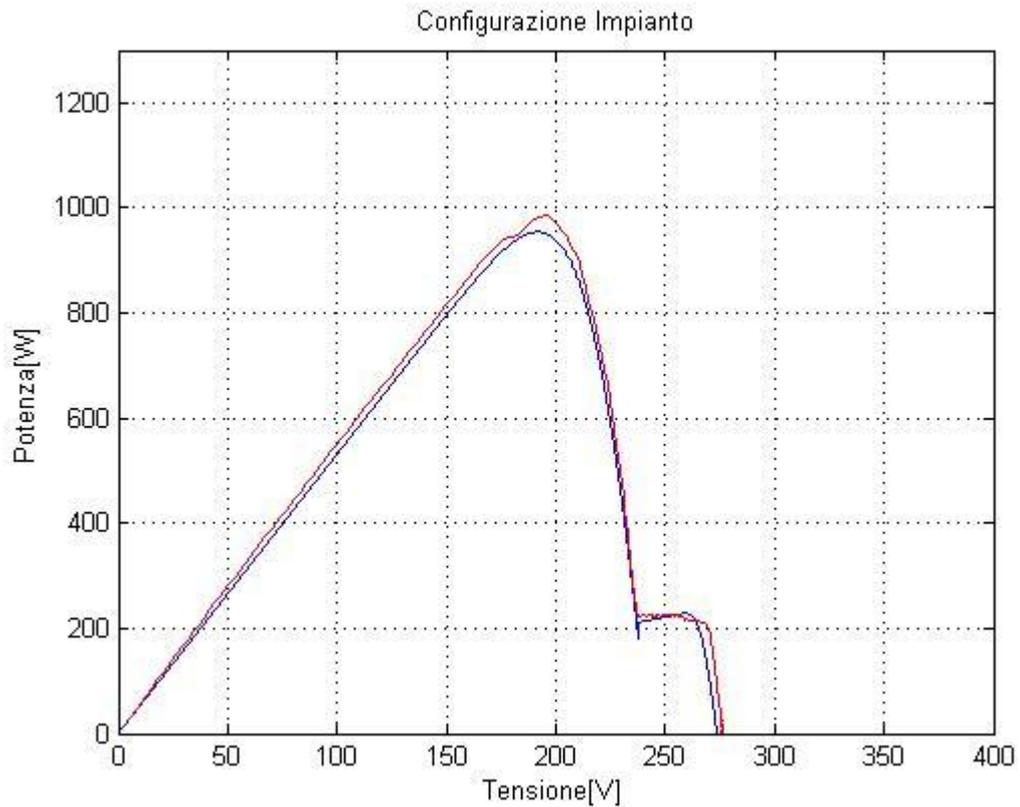


Figura 3.13 : Caratteristica potenza – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

Anche nella seconda prova si è considerato lo stesso irraggiamento e temperatura della cella test del caso precedente (640 W/m^2 , 33°C) e si è determinato l'irraggiamento di un pannello ombreggiato diversamente dal resto dell'impianto pari a 43 W/m^2 (figura 3.14 , figura 3.15).

Come si può notare dai grafici delle potenze, in queste due simulazioni si riscontra sempre un errore circa del 3% considerando che oltre alle imprecisioni analizzate nel caso uniforme, vi sono quelle dovute alla approssimazione della temperatura e dell'irraggiamento della cella test.

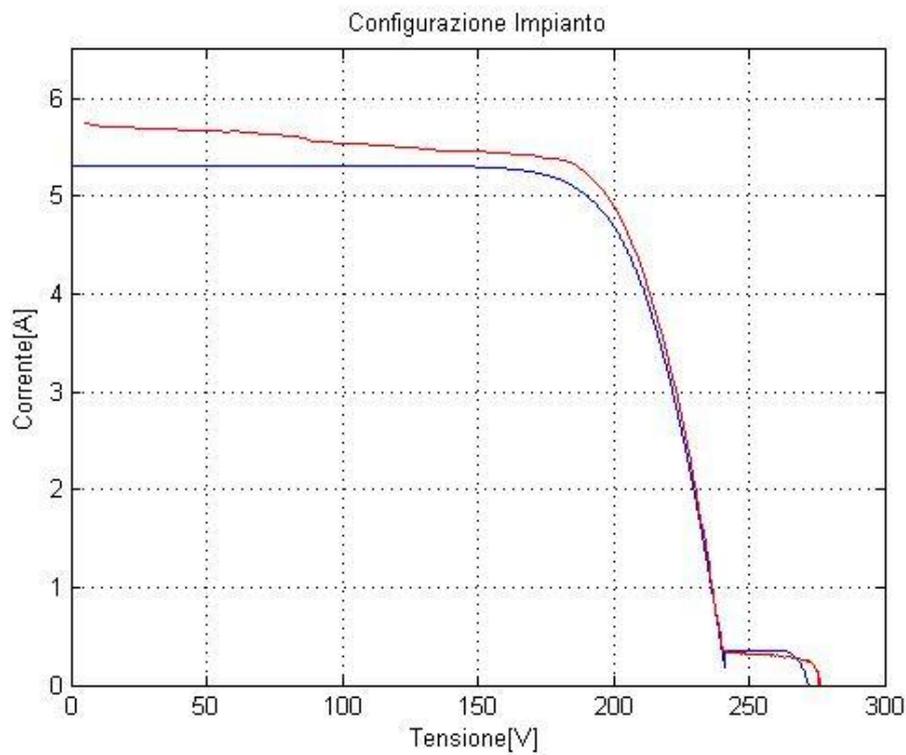


Figura 3.14 : Caratteristica corrente – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

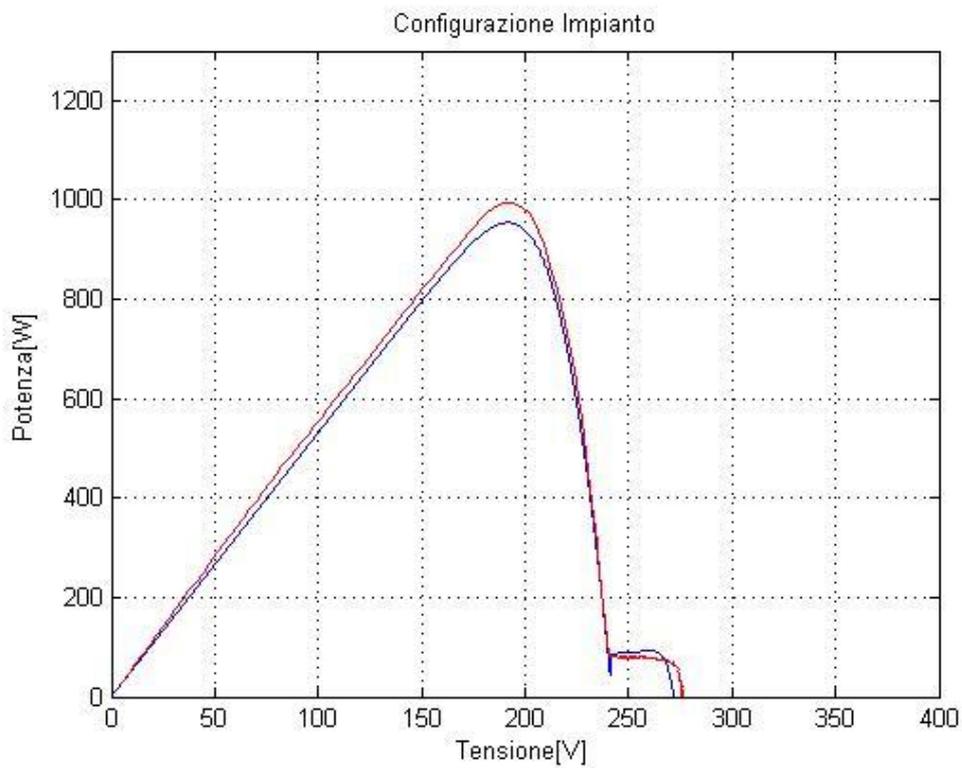


Figura 3.15 : Caratteristica potenza – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

Per analizzare se il comportamento del simulatore sia effettivamente corrispondente a quello reale, si è effettuata una ulteriore prova comprendente i due pannelli con irraggiamento differente dalla cella test; come valori di tale cella sono sempre stati utilizzati i medesimi delle due prove precedenti (figura 3.16 , figura 3.17).

Da tale grafico riassuntivo possiamo notare che il simulatore approssima sia per quanto riguarda la corrente, sia per la tensione in modo molto soddisfacente. Si nota inoltre che le curve caratteristiche nelle varie prove risultano avere piccole variazioni di corrente, questo fenomeno non si riscontrerebbe se le prove fossero eseguite nel medesimo istante, in quanto tra la prima prova e l'ultima sono trascorsi 15 minuti e dai dati rilevati nei giorni precedenti la temperatura e l'irraggiamento possono variare di molto in questi lassi di tempo.

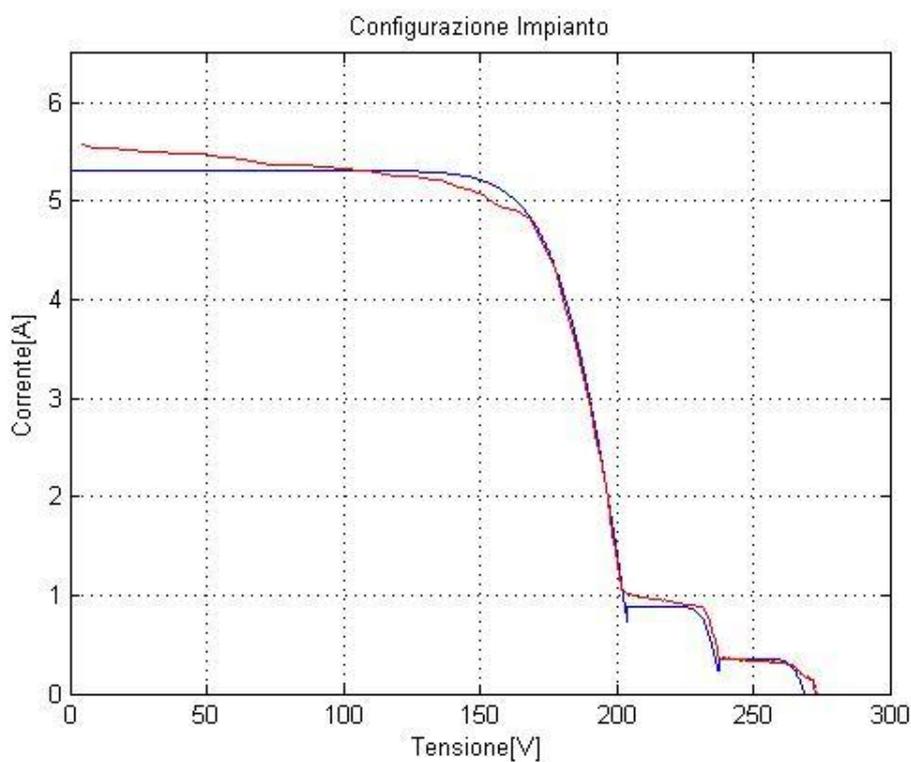


Figura 3.16 : Caratteristica corrente – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

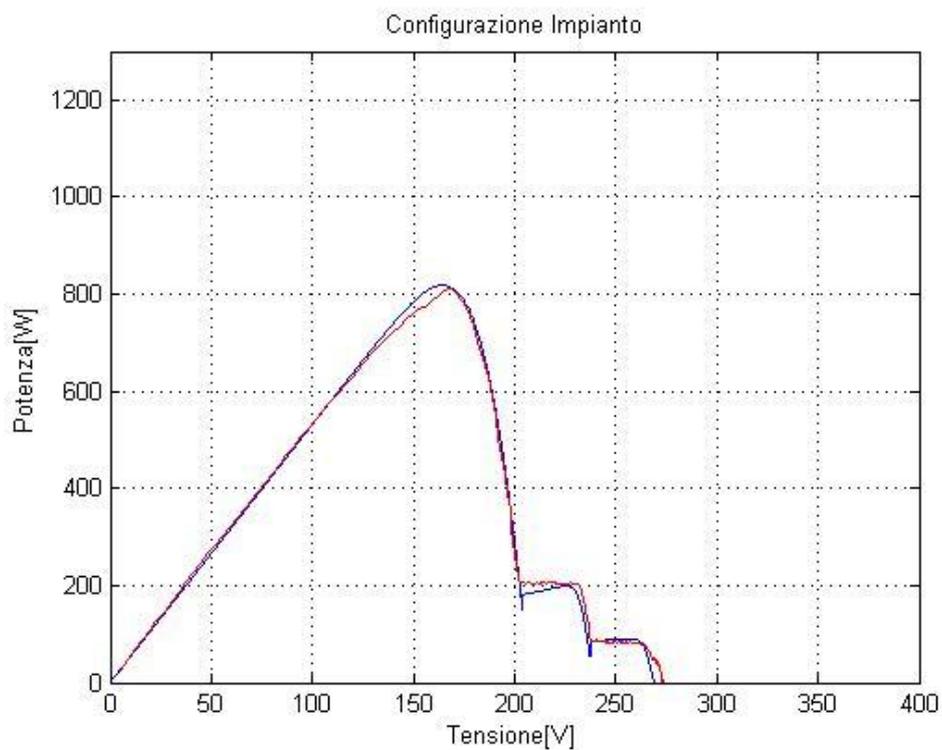


Figura 3.17 : Caratteristica potenza – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

La medesima procedura è stata eseguita su una ulteriore prova; anche in questo caso si è dovuto determinare una approssimazione della temperatura e dell'irraggiamento della cella test da utilizzare in tutte le prove successive in modo da poterne analizzare i risultati. I dati di riferimento presi sia per l'identificazione delle diverse insolazione che della prova complessiva sono: irraggiamento pari a 680 W/m^2 e temperatura pari a 36°C . In questa prova si è modificato l'irraggiamento di un blocco di 20 celle e tramite simulatore abbiamo individuato tale valore pari a 50 W/m^2 (figura 3.18 , figura 3.19).

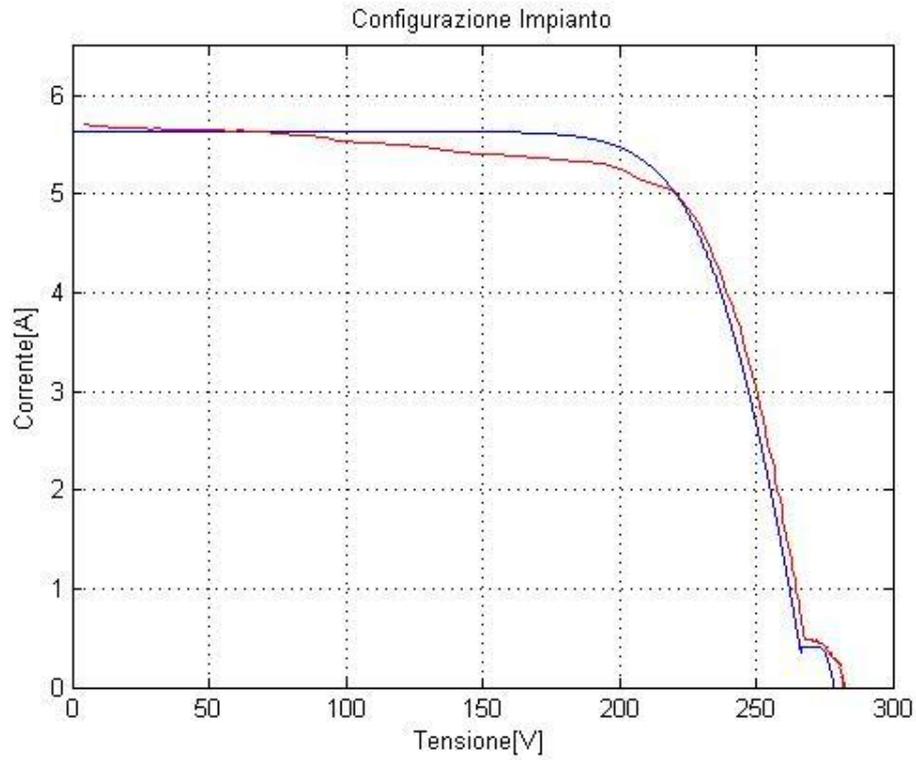


Figura 3.18 : Caratteristica corrente – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

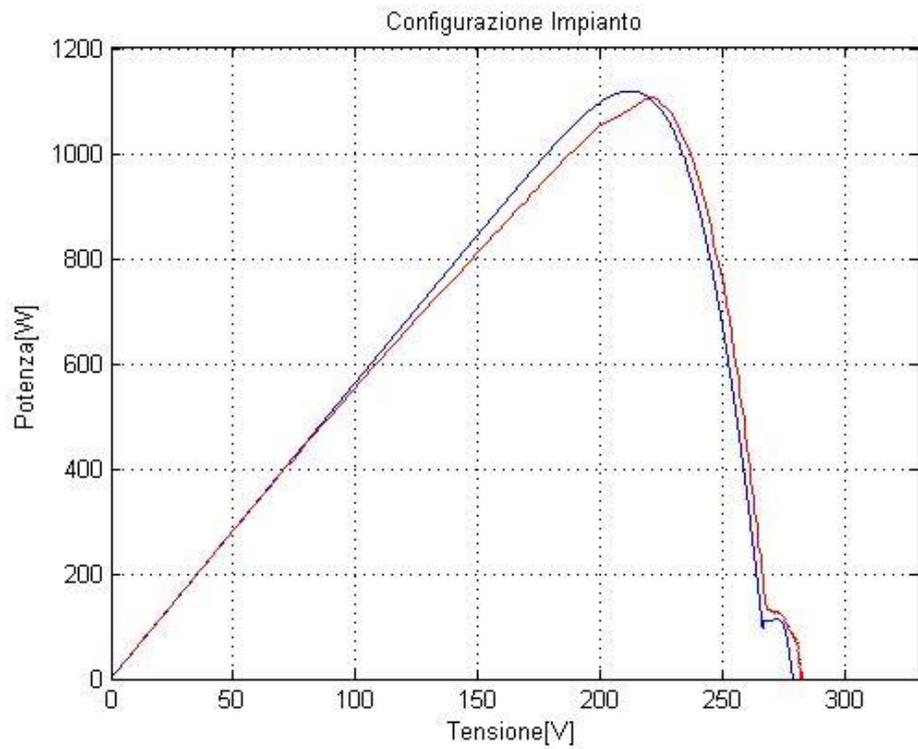


Figura 3.19 : Caratteristica potenza – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

La medesima operazione è stata svolta in questa prova successiva oscurando un pannello; tramite simulatore tale valore di irraggiamento è stato individuato pari a 156 W/m^2 (figura 3.20 , figura 3.21).

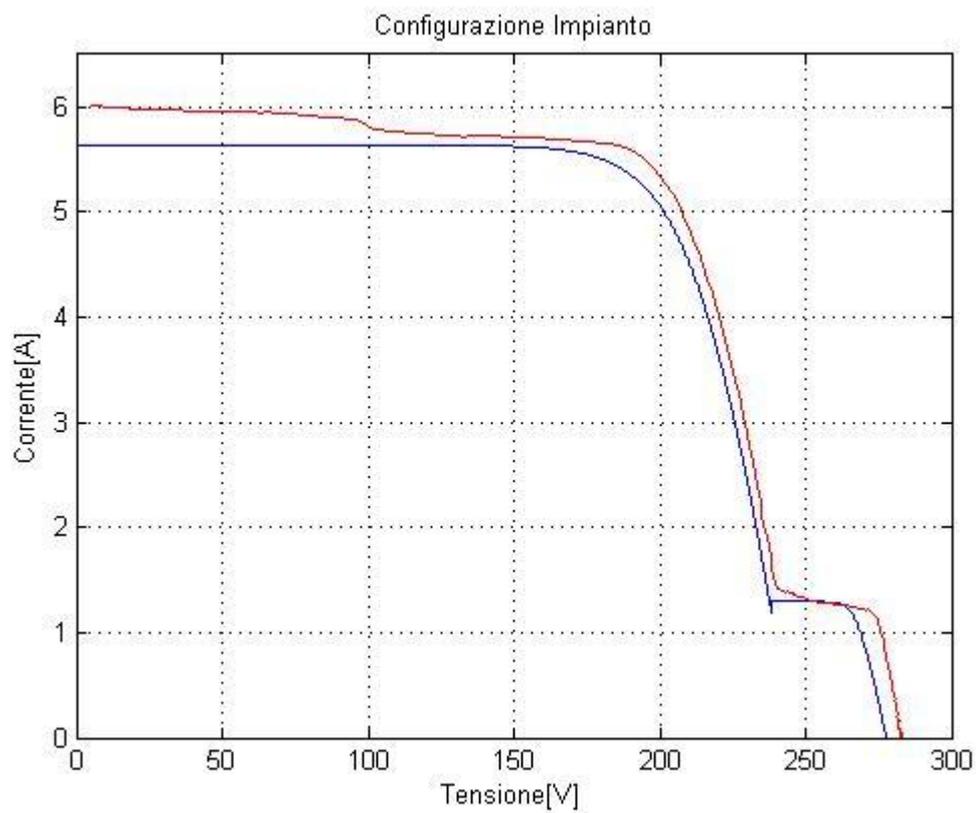


Figura 3.20 : Caratteristica corrente – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

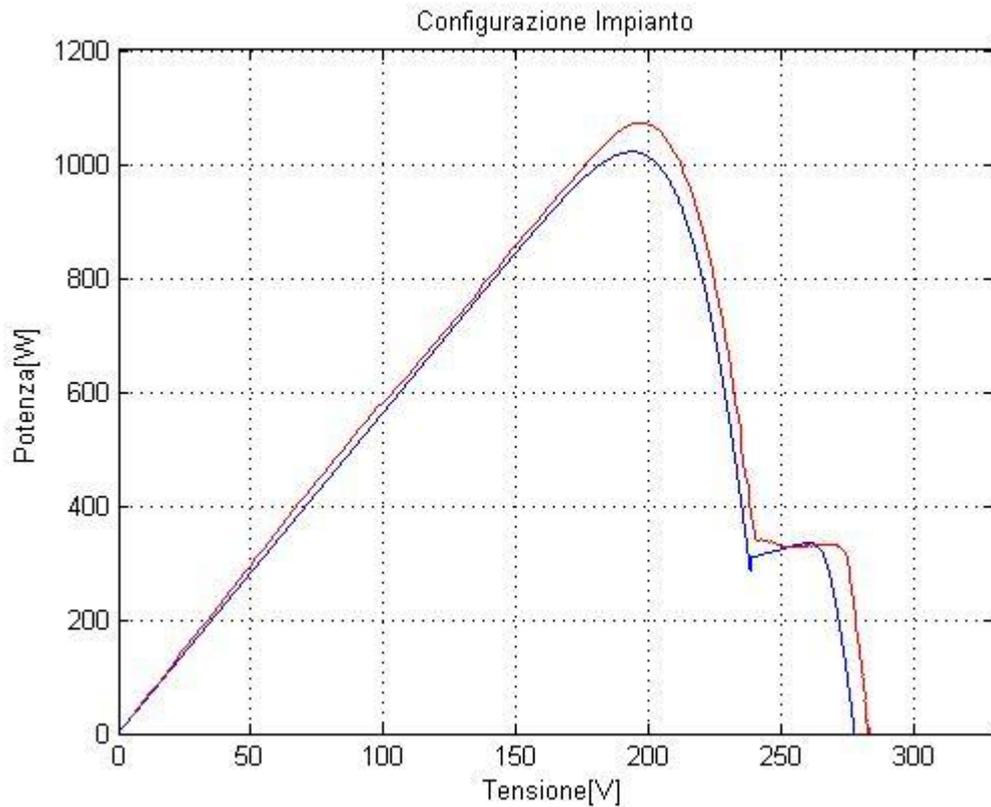


Figura 3.21 : Caratteristica potenza – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

Per ultimare tale procedura si è ripetuta la prova sull'impianto, onde verificare se il simulatore, una volta individuate le insolazioni, possa approssimare correttamente il funzionamento reale come nel caso precedente.

I risultati ottenuti risultano essere soddisfacenti in quanto il simulatore tende a comportarsi come l'impianto reale con un errore circa del 4% in questa seconda prova. L'aumento di tale errore, oltre a seguito delle motivazioni indicate precedentemente, si può attribuire alla approssimazione dell'irraggiamento e della temperatura della cella test, dal momento che è stata usata come base di partenza i valori forniti dalla prima prova con insolazione uniforme (figura 3.22 , figura 3.23).

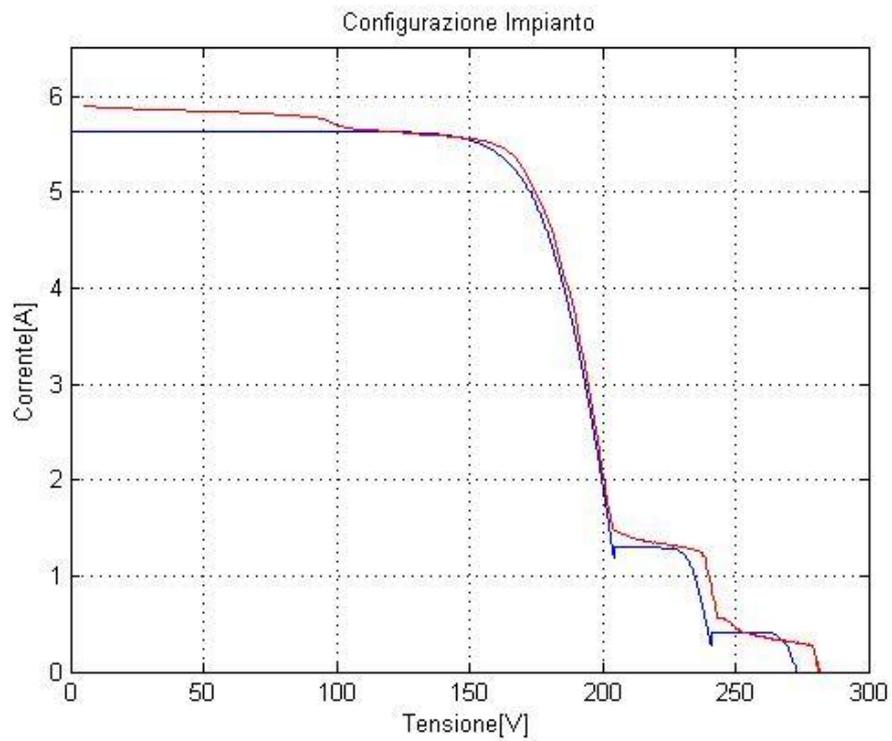


Figura 3.22 : Caratteristica corrente – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

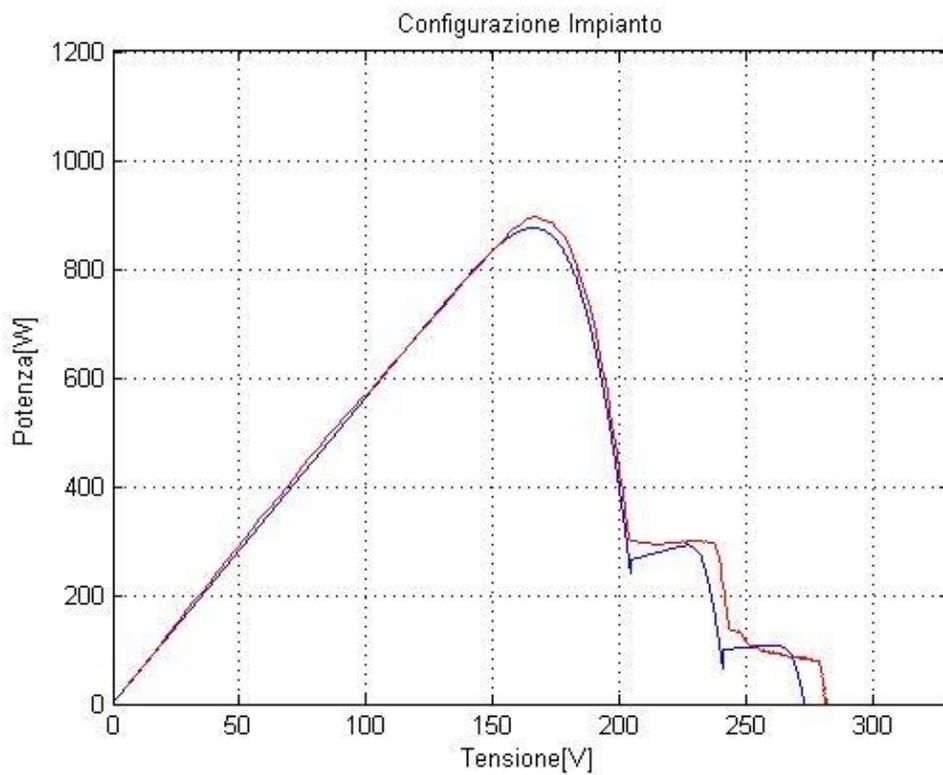


Figura 3.23 : Caratteristica potenza – tensione in un caso di irraggiamento non uniforme

3.5 Validazione Modello

La validazione sperimentale del modello è stata fondamentale per verificarne la bontà; infatti dalle prove effettuate abbiamo constatato che i risultati forniti dal modello non si discostano dal comportamento reale più del 4% circa. Tale approssimazione è sufficiente per lo scopo del modello ossia poter costruire un simulatore in modo da testare gli inverter per impianti fotovoltaici.

In conclusione, si può affermare che, seppur fatte approssimazioni sia nel modello sia in fase di validazione, il nostro simulatore si comporta come desiderato.

Capitolo 4 Conclusioni

Lo scopo principale del progetto è la creazione di un modello matematico di un campo fotovoltaico, che ne calcoli la caratteristica tensione-corrente e tensione-potenza in funzione dell'irraggiamento solare sui pannelli, non necessariamente uniforme. In alcune situazioni si può infatti riscontrare la presenza di irregolarità che rendono non banale l'individuazione del punto di lavoro ottimo.

Nel lavoro si è proceduto con l'individuazione di un modello matematico che potesse descrivere il comportamento statico di un impianto fotovoltaico reale e nella successiva determinazione dei parametri incogniti. Tali parametri sono specifici del tipo di pannello utilizzato e della configurazione dell'impianto, ma la procedura che è stata realizzata permette il loro calcolo usando i soli dati forniti dal datasheet.

Al fine di validare il modello così ottenuto si sono confrontati i dati simulati con quelli raccolti attraverso delle prove sperimentali svolti su un impianto reale presso RSE.

In tale modello matematico, sono state effettuate delle semplificazioni che hanno permesso di ridurre i calcoli e il processo di determinazione dei parametri introducendo approssimazioni di lieve entità, soprattutto nell'intervallo di funzionamento di nostro interesse.

Dalle prove effettuate abbiamo constatato che i risultati forniti dal modello non si discostano dal comportamento reale più del 4% circa. Tale approssimazione è

sufficiente per lo scopo del modello ossia poter costruire un simulatore in modo da testare gli inverter per impianti fotovoltaici.

Sinora non è mai stato realizzato un simulatore di impianto fotovoltaico in grado di replicare la curva caratteristica corrente-tensione con insolazione non uniforme e, come descritto nel primo capitolo, tale realizzazione apre possibilità di ricerca sullo sviluppo di applicazioni per gli inverter fotovoltaici.

Tale simulatore, implementato solo a livello *software*, potrà essere realizzato anche a livello *hardware*, in modo da poterlo poi applicare ad un inverter reale e analizzarne così l'effettivo comportamento nelle prove descritte nel primo capitolo.

Bibliografia

- [1] Aurelio C. Robotti - "Conversione diretta dell'energia solare in elettricit "
- [2] "Le guide blu" edizione tne
- [3] www.enerpoint.it/solare/fotovoltaico/tecnologia/cella-fotovoltaico.php
- [4] J. A. Gow, C. D. Manning - "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies", IEE Proceedings of Electric Power Applications, Vol. 146, No. 2, pp.193-200, March 1999
- [5] DERlab e.V. - association founded by leading research institutes from eleven European states for the grid-integration of distributed power generation (www.der-lab.net)
- [6] O. Perego, P. Mora & C. Tornelli (RSE); W. Heckmann & T. Degner (IWES) - DERlab round-robin testing of photovoltaic single-phase inverters -eighth print edition of Photovoltaics international journal (2010).
- [7] M. Ciobotaru, T. Kerekes, R. Teodorescu, A. Bouscayrol, "PV inverter simulation using MATLAB/Simulink graphical environment and PLECS blockset"
- [8] E. Matagne, R. Chenni, R. Bachtiri R., "A photovoltaic cell model based on nominal data only"