



POLITECNICO DI TORINO

Dipartimento Energia "Galileo Ferraris"

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

**Software per l'analisi comparativa delle prestazioni di
moduli fotovoltaici in campagne sperimentali di lunga
durata**

Relatori:

Prof. Filippo Spertino

Ing. Gabriele Malgaroli

Candidato:

Francesco Giraudo

In cooperazione con:

Edison S.p.A.

Anno accademico 2023/24

Ringraziamenti

Nelle prossime righe desidero esprimere la mia profonda gratitudine a tutte le persone che mi hanno sostenuto e accompagnato in questo lavoro di tesi e lungo il mio percorso universitario.

Un sincero ringraziamento al Prof. Filippo Spertino per l'opportunità offertami, per le conoscenze trasmesse durante il suo corso e per il supporto durante lo sviluppo di questa tesi. Un grazie particolare anche all'Ing. Gabriele Malgaroli per la costante disponibilità e l'aiuto concreto che mi ha fornito nei mesi di lavoro.

Ringrazio Edison S.p.A. e tutte le persone che ho avuto il piacere di incontrare durante il mio tirocinio. Dai dipendenti ai tesisti, ognuno di loro mi ha permesso di imparare qualcosa di nuovo e di crescere, sia personalmente che professionalmente. Un pensiero speciale va a Luca e Silvia, i miei tutor aziendali, per la loro disponibilità, apertura e prezioso supporto.

Un ringraziamento va ai miei colleghi e amici, che hanno condiviso con me questo percorso, contribuendo a renderlo più leggero e stimolante.

Infine, i ringraziamenti più sentiti e importanti sono per la mia famiglia. Grazie di cuore a mia mamma e a mio papà, che mi hanno sempre sostenuto con il loro affetto e la loro presenza, alleggerendo le difficoltà e permettendomi di affrontare questo viaggio nel migliore dei modi. Un pensiero speciale va al nonno, alle nonne e a mio zio, che con il loro incoraggiamento e il loro supporto non sono stati da meno. Spero di avervi regalato una gioia con questo traguardo e che siate fieri di me.

Per concludere, voglio dedicare un pensiero a me stesso, cosa che spesso dimentico di fare. Rileggendo queste righe, sarò laureato e mi ricorderò di tutte le sfide superate e della strada percorsa. Grazie a me per l'impegno e la determinazione che mi hanno permesso di arrivare fino a qui.

Sommario

Il presente lavoro di tesi ha come obiettivo lo sviluppo di uno strumento software dotato di interfaccia grafica per l'analisi delle prestazioni di moduli fotovoltaici in campagne sperimentali di lunga durata. Questo strumento permette di acquisire ed elaborare le misure elettriche effettuate su moduli in silicio cristallino, la tecnologia attualmente impiegata nella maggior parte delle installazioni fotovoltaiche. Il lavoro di tesi è stato svolto in collaborazione con la direzione *Ricerca, Sviluppo e Innovazione Tecnologica* dell'azienda Edison, la quale ha fornito i moduli sottoposti ai test outdoor svolti presso le Officine Edison all'Energy Center di Torino.

L'interfaccia grafica è sviluppata in ambiente Matlab, è user-friendly e offre la possibilità di visualizzare i risultati in modo intuitivo, facilitandone la comprensione. In particolare, lo strumento permette di eseguire diverse operazioni. In primo luogo, il software sviluppato permette di importare le misure elettriche effettuate presso la stazione di misura installata alle officine Edison di Torino. Successivamente, appositi filtri sono utilizzati per rimuovere dati affetti da errori di misurazione o da condizioni di misura instabili. I dati così filtrati vengono utilizzati per determinare i parametri elettrici nelle condizioni di riferimento *Standard Test Conditions* (STC), per consentire un confronto diretto con i dati forniti dal costruttore nel data-sheet dei moduli. Lo strumento, inoltre, permette di condurre un'analisi avanzata della resa energetica nel periodo di misura per i moduli in test e di operare un confronto tra le diverse tecnologie fotovoltaiche analizzate. In particolare, il software permette di esaminare la produzione energetica sia su un singolo giorno sia su un periodo selezionato, adattando l'analisi alle esigenze e agli obiettivi dello studio. Questa flessibilità è necessaria per confrontare le prestazioni delle diverse tecnologie in diverse condizioni meteorologiche e diversi periodi temporali delle campagne sperimentali ef-

fettuate. Inoltre, il software permette di valutare il degrado delle prestazioni dei moduli durante i test sperimentali.

Nel presente lavoro di tesi, lo strumento software è utilizzato per confrontare le prestazioni di moduli appartenenti alle tecnologie in silicio attualmente più diffuse e commercialmente più promettenti per il futuro. In particolare, le prestazioni di moduli appartenenti alle tecnologie Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon), Heterojunction (HTJ) e Interdigitated Back Contact (IBC) sono analizzate.

Indice

Lista delle figure	ix
Lista delle tabelle	xiv
1 La tecnologia fotovoltaica	1
1.1 Radiazione solare	1
1.2 Band gap	5
1.3 Il silicio	6
1.3.1 Il drogaggio	6
1.4 Cella fotovoltaica	8
1.4.1 Giunzione P-N	8
1.4.2 Effetto fotovoltaico	10
1.4.3 Circuito equivalente e curva caratteristica	12
1.4.4 Dipendenza della curva I-V dall'irradianza e temperatura di cella	16
1.4.5 Perdite	18
1.5 Connessione di celle solari e mismatch	19
1.5.1 Connessione delle celle in serie	20
1.5.2 Connessione delle celle in parallelo	21
1.6 Modulo fotovoltaico	22
2 Moduli fotovoltaici commerciali ed innovativi	24
2.1 Celle solari in silicio cristallino	24
2.1.1 Celle solari PERC	27
2.1.2 Celle solari TOPCon	28
2.1.3 Celle solari HJT	28
2.1.4 Celle solari IBC	29
2.1.5 Vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie	30
2.2 Celle solari non cristalline	32
2.2.1 Celle solari in perovskite	32

2.3	Celle solari ibride	34
2.3.1	Celle solari tandem silicio-perovskite	35
3	Stazione sperimentale di misura e dispositivi testati	37
3.1	Stazione di misura	37
3.1.1	Compensazione della caduta di tensione	40
3.1.2	Acquisizione dei dati elettrici e ambientali	42
3.2	Dispositivi testati	49
3.3	Incertezze di misura	51
3.4	Obiettivi dei test	52
4	Definizione test ombreggiamento	54
4.1	Struttura dei moduli e impatto sull'ombreggiamento	54
4.1.1	Moduli con celle intere	55
4.1.2	Moduli a mezze celle	55
4.2	Studio metodologie delle prove di ombreggiamento	56
4.3	Caratterizzazione del materiale usato per i test	58
5	Software per l'elaborazione e analisi dei dati	60
5.1	Struttura generale interfaccia	60
5.2	Importazione dati	61
5.2.1	Importazione moduli standard o personalizzata	63
5.2.2	Calcolo R_s e R_{sh}	64
5.2.3	Visualizzazione temperature di cella	67
5.3	Filtraggio	68
5.4	Correzione curve I-V in condizioni STC	70
5.5	Calcolo coefficienti termici e modello ottimizzato per la stima di potenza	73
5.6	Curve I-V	75
5.7	Misura della resa energetica	76
6	Risultati	80
6.1	Correzione delle curve I-V e valutazione dei parametri in condizioni STC	80
6.2	Valutazione della resa energetica	83
6.2.1	Resa totale nella campagna sperimentale	84
6.2.2	Resa giornaliera nella campagna sperimentale	86

6.2.3	Resa giornaliera media nelle diverse stagioni analizzate durante campagna sperimentale	89
Conclusioni		91
Bibliografia		95

Elenco delle figure

1.1	Spettro della radiazione solare	2
1.2	Schema indice di massa d'aria	3
1.3	Risposta spettrale di diverse tecnologie solari	4
1.4	Bande elettroniche di un metallo, un semiconduttore e un isolante	6
1.5	Energia del gap di vari semiconduttori	6
1.6	Drogaggio di tipo N	7
1.7	Drogaggio di tipo P	8
1.8	Giunzione P-N	9
1.9	Limiti di conversione del silicio	11
1.10	Circuito equivalente con 5 parametri	13
1.11	Curve caratteristiche I-V e P-V	14
1.12	Curva caratteristica I-V e diverse modalità di operazione della cella solare	15
1.13	Dipendenza della curva I-V dall'irradianza	17
1.14	Dipendenza della curva I-V dalla temperatura di cella	17
1.15	Connessione di celle FV in serie e diodi di bypass	21
1.16	Connessione di celle FV in parallelo e diodi di blocco	22
1.17	Struttura di un modulo fotovoltaico	23
2.1	Andamento delle installazioni dei moduli FV	25
2.2	Curva di apprendimento del mercato dei moduli FV	25
2.3	Trend nel tempo dell'efficienza dei moduli in silicio cristallino	26
2.4	Trend della suddivisione del mercato delle tecnologie FV	26
2.5	Struttura cella PERC	27
2.6	Struttura cella convenzionale in silicio	27
2.7	Confronto struttura cella PERC e TOPCon	28
2.8	Confronto struttura cella PERC e HJT	29

2.9	Confronto struttura cella PERC e IBC	30
2.10	Istantanea delle tecnologie con maggiore efficienza e la relativa potenza	31
2.11	Trend nel tempo dell'efficienza delle celle innovative	32
2.12	Diverse strutture di un minerale MAPI	33
2.13	Trend nel tempo dell'efficienza delle celle innovative	34
2.14	Confronto tra la risposta spettrale di celle in silicio cristallino e in perovskite	36
2.15	Confronto configurazione cella a quattro (a) e a due terminali (b)	36
3.1	Schema stazione di misura	37
3.2	Schema semplificato d'impianto delle connessioni elettriche, dati e ethernet della stazione	40
3.3	Quadro elettrico strumentazione di misura	41
3.4	Schema della misurazione della resistenza di linea	41
3.5	Schema del processo di acquisizione e salvataggio dei dati	43
3.6	Campionamento 80 punti curva I-V moduli cristallini	43
3.7	Esempio file salvataggio curva I-V	45
3.8	Esempio file salvataggio dati MPP	45
3.9	Schema delle tempistiche di acquisizione curve I-V e MPP per i cristallini	46
3.10	Esempio salvataggio dei file csv	46
3.11	Interfaccia sul PC di controllo relativa ai moduli cristallini	48
3.12	Interfaccia sul PC di controllo relativa ai moduli in perovskite	48
3.13	Immagine dei moduli in test	50
3.14	Confronto produzione modulo FV standard ed innovativo	52
4.1	Confronto moduli a mezze celle e a celle intere	55
4.2	Esempio ombreggiamento con griglia oscurante	57
4.3	Esempio ombreggiamento con pannelli opachi	57
4.4	Immagine della configurazione del piranometro in test ombreggiamento	58
5.1	Schema generale funzionamento interfaccia	61

5.2	Immagine interfaccia importazione standard	62
5.3	Finestra a comparsa per la selezione dei file .csv	63
5.4	Immagine interfaccia importazione personalizzata	64
5.5	Acquisizione variabili curve I-V in MATLAB	66
5.6	Acquisizione variabili MPP in MATLAB	66
5.7	Immagine interfaccia secondaria visualizzazione temperatu- re di cella	67
5.8	Immagine interfaccia filtraggio dati	70
5.9	Immagine interfaccia tabelle parametri STC	73
5.10	Immagine interfaccia grafico curve I-V	75
5.11	Immagine interfaccia grafico potenza e ore equivalenti	77
5.12	Immagine interfaccia tabelle resa	79
6.1	Parametri TOPCon ad inizio campagna	82
6.2	Parametri TOPCon a metà campagna	82
6.3	Parametri TOPCon a fine campagna	82
6.4	Parametri HJT inizio campagna	82
6.5	Parametri HJT metà campagna	82
6.6	Parametri HJT fine campagna	82
6.7	Parametri IBC inizio campagna	82
6.8	Parametri IBC metà campagna	82
6.9	Parametri IBC fine campagna	82
6.10	Confronto coefficiente termico sperimentale e del costruttore TOPCon	82
6.11	Confronto coefficiente termico sperimentale e del costruttore HJT	82
6.12	Confronto coefficiente termico sperimentale e del costruttore IBC	82
6.13	Curva I-V TOPCon inizio campagna	83
6.14	Curva I-V TOPCon metà campagna	83
6.15	Curva I-V TOPCon fine campagna	83
6.16	Curva I-V HJT inizio campagna	83
6.17	Curva I-V HJT metà campagna	83
6.18	Curva I-V HJT fine campagna	83

6.19	Curva I-V IBC inizio campagna	83
6.20	Curva I-V IBC metà campagna	83
6.21	Curva I-V IBC fine campagna	83
6.22	Tabella resa totale nella campagna sperimentale	86
6.23	Andamento irradianza nel primo giorno soleggiato in analisi .	86
6.24	Andamento irradianza nel primo giorno parzialmente soleggiato in analisi	86
6.25	Andamento irradianza nel primo giorno nuvoloso in analisi .	86
6.26	Andamento irradianza nel secondo giorno soleggiato in analisi	87
6.27	Andamento irradianza nel secondo giorno parzialmente soleggiato in analisi	87
6.28	Andamento irradianza nel secondo giorno nuvoloso in analisi	87
6.29	Andamento irradianza nel terzo giorno soleggiato in analisi .	87
6.30	Andamento irradianza nel terzo giorno parzialmente soleggiato in analisi	87
6.31	Andamento irradianza nel terzo giorno nuvoloso in analisi . .	87
6.32	Tabella resa primo giorno soleggiato	88
6.33	Tabella resa primo giorno parzialmente soleggiato	88
6.34	Tabella resa primo giorno nuvoloso	88
6.35	Tabella resa secondo giorno soleggiato	88
6.36	Tabella resa secondo giorno parzialmente soleggiato	88
6.37	Tabella resa secondo giorno nuvoloso	88
6.38	Tabella resa terzo giorno soleggiato	88
6.39	Tabella resa terzo giorno parzialmente soleggiato	88
6.40	Tabella resa terzo giorno nuvoloso	88
6.41	Tabella primo giorno focus ultimo periodo	88
6.42	Tabella secondo giorno focus ultimo periodo	88
6.43	Tabella terzo giorno focus ultimo periodo	88
6.44	Tabella quarto giorno focus ultimo periodo	89
6.45	Tabella quinto giorno focus ultimo periodo	89
6.46	Tabella sesto giorno focus ultimo periodo	89
6.47	Tabella resa media giornaliera nel periodo primaverile della campagna	90

6.48	Tabella resa media giornaliera nel periodo estivo della campagna	90
6.49	Tabella resa media giornaliera nel periodo autunnale della campagna	90

Elenco delle tabelle

3.1	Dati elettrici del TOPCon forniti dal costruttore (STC)	49
3.2	Dati elettrici del HJT forniti dal costruttore (STC)	50
3.3	Dati elettrici del IBC forniti dal costruttore (STC)	50
3.4	Incertezze di misura di ogni strumento della stazione di misura	51
3.5	Incertezza globale della stazione di misura	51
6.1	Confronto tra potenza nominale sperimentale e quella data dal costruttore per le diverse tecnologie fotovoltaiche.	84

Capitolo 1

La tecnologia fotovoltaica

In questo capitolo viene introdotta e spiegata la tecnologia fotovoltaica, che rappresenta il fulcro dello sviluppo di questa tesi. La tecnologia fotovoltaica, sfrutta l'effetto fotovoltaico, il quale permette di convertire l'energia solare direttamente in energia elettrica. Questa tecnologia è una delle protagoniste della transizione energetica grazie alla capacità di produrre energia in modo distribuito e a basso impatto ambientale.

1.1 Radiazione solare

La radiazione solare è la principale fonte di energia utilizzata dalle celle fotovoltaiche. Essa proviene direttamente dal Sole ed è distribuita su un ampio spettro di lunghezze d'onda, che si estende approssimativamente tra i 230 e i 4000 nm e con un picco di energia intorno ai 500 nm. Lo spettro della radiazione solare può essere approssimato con quello di un corpo nero con una temperatura superficiale di circa 5800 K. Una parte della radiazione solare viene attenuata da fenomeni di scattering e assorbimento quando entra in atmosfera, di conseguenza, una parte dell'energia incidente viene persa. Per quanto riguarda la nomenclatura, l'irradianza (G) rappresenta la potenza ricevuta da una superficie unitaria, per cui si misura in W/m^2 . L'irraggiamento (H), invece, è l'integrale dell'irradianza su un determinato periodo di tempo, per cui si misura in J/m^2 .

$$H = \int G dt \quad (1.1)$$

La radiazione solare è composta principalmente da tre componenti:

- Radiazione ultravioletta (UV) è la parte di radiazione elettromagnetica caratterizzata da lunghezze d'onda comprese tra 10 e 400 nm, ed è circa il 5% dell'energia totale emessa dal Sole.
- Radiazione visibile è la luce compresa tra 400 e 700 nm ed è circa il 42% dell'energia totale emessa dal Sole.
- Radiazione infrarossa (IR) costituisce circa il 53% della radiazione solare e le lunghezze d'onda che la caratterizzano arrivano oltre i 700 nm.

Come detto in precedenza, una parte della radiazione solare viene assorbita o riflessa nell'atmosfera, quindi lo spettro solare che arriva al livello del suolo differisce da quello al di fuori dell'atmosfera. Le componenti che agiscono sulla radiazione sono principalmente le nuvole, l'anidride carbonica, l'ozono e le molecole d'aria, come mostrato in figura 1.1.

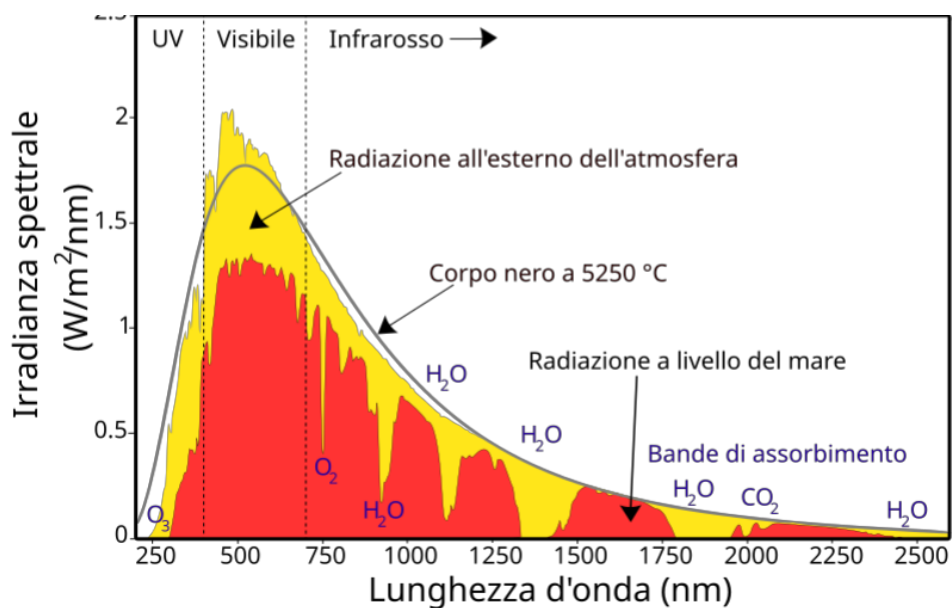


Figura 1.1: Spettro della radiazione solare

Per cui risulta importante valutare la quantità di atmosfera che la radiazione solare deve attraversare prima di raggiungere la superficie terrestre. Per fare questo viene usato il parametro chiamato indice di massa d'aria (AM), il quale misura la distanza che i raggi solari percorrono nel-

l'atmosfera rispetto alla distanza che percorrerebbero se il sole fosse direttamente allo zenit, ovvero a 90° rispetto alla superficie terrestre. La formula approssimata è la seguente:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (1.2)$$

Dove $\cos(\theta_z)$ è l'angolo di zenit.

Il valore di riferimento per AM è 1.5, valore che viene preso come standard ed usato nei test insieme a $G_g = 1000 \text{ W/m}^2$.

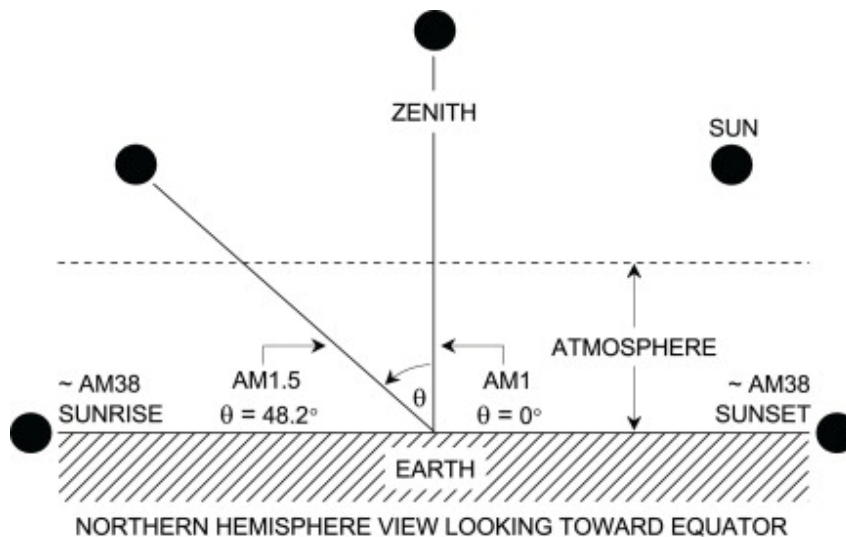


Figura 1.2: Schema indice di massa d'aria

La radiazione incidente sulla superficie terrestre, chiamata radiazione globale (G_g) è composta dalla somma di tre contributi: radiazione diretta (G_b), radiazione diffusa (G_d) e radiazione riflessa (G_r).

$$G_g = G_b + G_d + G_r \quad (1.3)$$

Nel dettaglio, la radiazione diretta è quella che arriva direttamente dal Sole senza subire deviazioni o riflessioni nell'atmosfera, ed è la componente caratterizzata dalla maggiore energia. La radiazione diffusa, invece, è la parte

di radiazione solare che viene dispersa nell'atmosfera a causa di interazioni con particelle presenti nell'aria ed arriva al suolo senza una direzione uniforme. L'ultima è la radiazione riflessa, radiazione che raggiunge l'area finale dopo essere stata riflessa da superfici come il suolo o edifici. Per avere un ordine di grandezza, in caso di cielo sereno la componente diffusa rappresenta circa il 20 % della radiazione totale, mentre in caso di giornata nuvolosa quasi la totalità della radiazione è diffusa.

Per i sistemi fotovoltaici, i quali sfruttano sia la radiazione diretta sia quella diffusa, siamo interessati alla radiazione globale perché essa rappresenta la totalità dell'energia solare che raggiunge un punto specifico della superficie terrestre, o nel nostro caso il modulo. Tuttavia, l'intensità della radiazione globale è molto variabile durante il giorno e durante l'anno, per cui per i sistemi fotovoltaici risulta necessario predisporre una stazione meteo nei pressi del sito, in modo da monitorare le condizioni ambientali.

Lo spettro solare, come mostrato in figura 1.1, non è uniforme, e neanche la risposta delle diverse tecnologie fotovoltaiche lo è. In figura 1.3 viene mostrata la risposta spettrale di tre tra le tecnologie più usate. In particolare l'integrale del prodotto $\int g(\lambda) \cdot S(\lambda) d\lambda$ è la densità corrente foto-generata (J_{ph}) che si misura in A/m^2 .

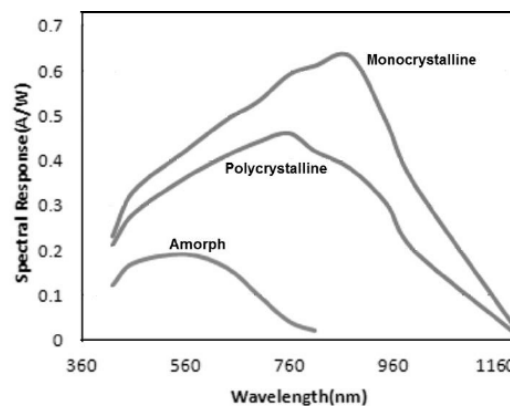


Figura 1.3: Risposta spettrale di diverse tecnologie solari

La distribuzione della radiazione solare, come detto precedentemente, è variabile durante l'anno ed è influenzata da fattori geografici, stagionali e atmosferici. Nel dettaglio la variazione è dovuta alla variazione dell'inclinazione dell'asse terrestre, il cambiamento della durata delle giornate, la

variazione nell'angolo di incidenza dei raggi solari e la diversità degli effetti atmosferici. La radiazione solare è maggiore in estate e minore in inverno. Questa variazione dipende dalla latitudine: vicino all'equatore, la distribuzione della radiazione solare è più uniforme durante l'anno, mentre nelle zone vicine ai poli si sperimentano variazioni più estreme tra le stagioni.

1.2 Band gap

Alla base del processo di conversione c'è il concetto delle bande energetiche. Nel dettaglio, la banda di valenza è il livello energetico in cui si trovano gli elettroni coinvolti nei legami chimici e non sono liberi di muoversi. Al contrario, la banda di conduzione contiene elettroni a un livello energetico superiore, i quali sono liberi di spostarsi all'interno del materiale, consentendo la conduzione della corrente elettrica. Il *band gap* rappresenta la quantità di energia necessaria per trasferire un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione, rendendolo disponibile per la conduzione elettrica. Questa energia è misurata in elettronvolt (eV).

Quando la luce solare colpisce una cella fotovoltaica, il fotone della luce trasporta energia. In particolare, se quest'energia è maggiore del *band gap* del semiconduttore un elettrone della banda di valenza può essere eccitato e passare alla banda di conduzione. Questo genera una coppia elettrone-lacuna, dove l'elettrone si sposta nella banda di conduzione ed è libero di muoversi, mentre nella banda di valenza rimane la lacuna che è vista come una carica positiva in grado di muoversi. Questi elettroni e lacune vengono separati da un campo elettrico interno, generato dalla giunzione P-N della cella, spiegata nella sezione successiva, e raccolti dagli elettrodi, producendo una corrente elettrica.

In figura 1.4, sono mostrati diversi gap di energia di diversi semiconduttori. Nel nostro caso, lavorando con il silicio, facciamo riferimento a quello del semiconduttore. Il valore del *band gap* è importante perché determina quale porzione dello spettro solare viene convertito in energia elettrica. Se il *band gap* è troppo alto, vengono assorbiti solo i fotoni ad alta energia e dunque c'è una minore generazione di corrente, mentre se è troppo basso

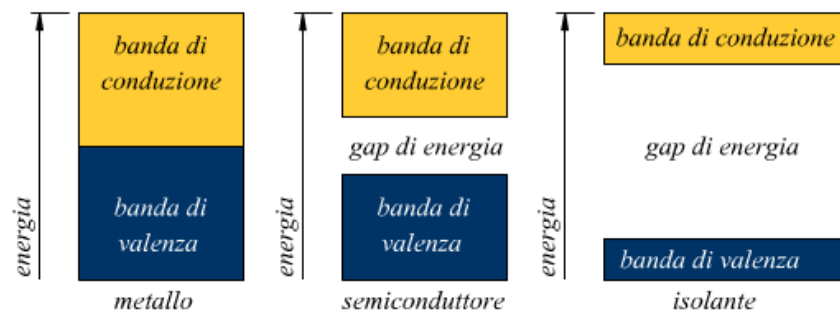


Figura 1.4: Bande elettroniche di un metallo, un semiconduttore e un isolante

vengono assorbiti anche i fotoni a bassa energia ma gran parte dell'energia viene dissipata come calore e quindi si riduce l'efficienza. Un valore ottimale di band gap è compreso tra 1.1 e 1.5 eV [1].

Crystalline Silicon (c-Si)	1,1
Amorphous Silicon (a-Si)	1,75
Germanium (Ge)	0,67
Gallium Arsenide (GaAs)	1,42
Indium Phosphide (InP)	1,34
Copper Indium Diselenide (CuInSe)	1,1
Cadmium Telluride (CdTe)	1,45
Cadmium Sulfide (CdS)	2,4

Figura 1.5: Energia del gap di vari semiconduttori

1.3 Il silicio

Per capire il funzionamento della cella fotovoltaica è indispensabile analizzare le proprietà dei semiconduttori, proprietà su cui si basa la conversione della radiazione solare in elettricità che avviene nella cella fotovoltaica. Come riferimento per la spiegazione viene preso il semiconduttore più usato per la produzione di celle fotovoltaiche, ovvero il silicio.

1.3.1 Il drogaggio

Gli atomi di silicio sono tetravalenti, ovvero sono formati da quattro elettroni di valenza i quali sono disponibili a formare legami con gli atomi vicini ed in condizioni normali il silicio puro ha pochissimi liberi o lacune per condurre elettricità. Come spiegato nella sezione precedente, un elettrone sotto

l'azione della radiazione solare, se riceve abbastanza energia, può passare dalla banda di valenza a quella di conduzione. Per aumentare la mobilità elettrica viene drogato il silicio, ovvero si aggiungono al semiconduttore puro delle piccole percentuali di impurità, le quali sono atomi di diversa natura da quelli del semiconduttore. Questa modifica viene fatta per modificare le proprietà elettroniche del silicio ed aumentare la conducibilità elettrica come già detto.

Il drogaggio può essere di due tipi: tipo N e tipo P.

Il drogaggio di tipo N consiste nell'aggiungere al silicio delle impurità che abbiano un numero di elettroni di valenza maggiori del silicio, ovvero maggiori di quattro. L'impurità più usata per questa pratica è il fosforo, il quale è caratterizzato da cinque elettroni di valenza. Questi atomi estranei vanno a sostituirsi ad alcuni atomi di silicio nella struttura cristallina ed avendo un elettrone in più di valenza rispetto al silicio, si crea un eccesso di elettroni non legati. Questi elettroni in eccesso non essendo legati possono muoversi facilmente nel materiale e rendono il silicio un buon conduttore.

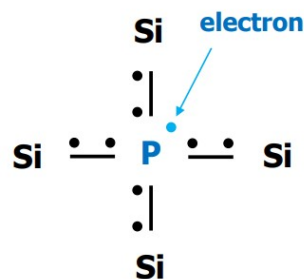


Figura 1.6: Drogaggio di tipo N

Il drogaggio di tipo P è basato sull'aggiungere degli atomi che abbiano un minore numero di elettroni di valenza rispetto al silicio. Questo crea nel reticolo cristallino delle lacune che facilitano il movimento delle cariche positive. L'atomo usato maggiormente come impurità è il boro, il quale possiede tre elettroni di valenza. Il risultato del drogaggio di tipo P è che il silicio ha un eccesso di lacune, il quale possono agire come cariche positive mobili.

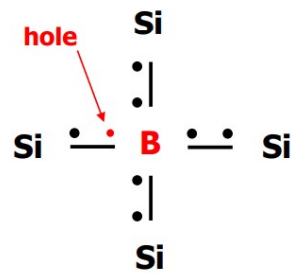


Figura 1.7: Drogaggio di tipo P

1.4 Cella fotovoltaica

La cella solare o fotovoltaica è l'elemento base della tecnologia solare perché è dove avviene la conversione della radiazione solare in elettricità. La tecnologia più usata è quella basata sul silicio cristallino, il quale si divide in monocristallino (m-Si) e policristallino (p-Si).

1.4.1 Giunzione P-N

Alla base del funzionamento delle celle fotovoltaiche c'è la giunzione P-N. Questa giunzione viene creata mettendo in contatto i due semiconduttori drogati spiegati precedentemente, ovvero i semiconduttori di tipo P e di tipo N. Una volta messi in contatto queste due diverse tipologie di semiconduttore avviene la diffusione delle cariche dalla zona in cui sono più concentrate a quella dove lo sono meno. Nel semiconduttore di tipo N, ci sono elettroni in eccesso che si muovono verso lo strato P, attratti dalle cariche positive delle lacune. Questo provoca una carica negativa localizzata nello strato P, poiché gli elettroni vi si accumulano, mentre lo strato N si carica positivamente, essendo privato di elettroni. Simultaneamente, le lacune dello strato P si diffondono verso lo strato N, dove vengono riempite dagli elettroni. Questo porta a un bilanciamento delle cariche: lo strato P diventa carico negativamente, mentre lo strato N diventa carico positivamente. La diffusione delle cariche crea una corrente chiamata I_{diff} .

Tra le due regioni si forma la zona di svuotamento, ovvero una zona priva di cariche mobili dove le cariche fisse positive sono disposte nella parte del lato N e quelle negative nel lato P. Questa disposizione delle cariche crea

un campo elettrico interno che si oppone alla diffusione delle cariche e genera un corrente chiamata I_{field} . Questa corrente controbilancia la corrente I_{diff} fino a raggiungere uno stato di equilibrio stazionario. In condizioni di circuito aperto, senza alcuna sorgente esterna collegata, la giunzione P-N rimane in questo stato di equilibrio.

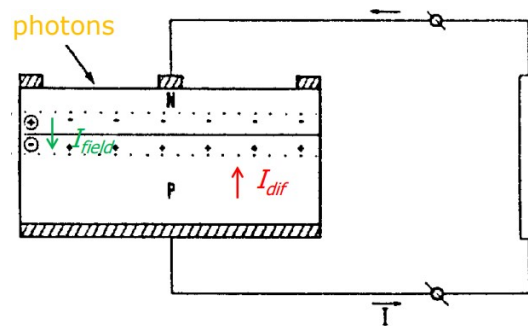


Figura 1.8: Giunzione P-N

Quando viene applicata una tensione esterna alla giunzione, il comportamento cambia in base al tipo di polarizzazione. Se è applicata una polarizzazione diretta, ovvero con tensione positiva applicata alla regione P, la barriera di potenziale si riduce e diminuisce la zona di svuotamento permettendo alle cariche di attraversare la giunzione. Quando viene superata una certa soglia di tensione, si verifica un flusso di corrente che chiude il circuito, in questo caso la giunzione si comporta come un diodo attivo. Al contrario, quando una tensione negativa viene applicata alla regione P si parla di polarizzazione inversa. Con questa configurazione il campo elettrico aumenta e la zona di svuotamento si allarga ostacolando il flusso delle cariche. In questo caso, si riduce la corrente di diffusione e si genera una corrente di saturazione inversa (I_0) la quale mantiene l'equilibrio. In quest'ultimo caso la giunzione si comporta come un diodo inattivo.

Quindi la giunzione P-N sfrutta la combinazione tra il drogaggio di tipo P e N e il campo elettrico interno per regolare il flusso di cariche, il quale può essere modificato tramite la polarizzazione diretta o inversa. Questo è alla base del funzionamento dei semiconduttori e delle celle fotovoltaiche, dove la separazione delle cariche dovuta alla luce permette la generazione di corrente elettrica.

La relazione tra la corrente che attraversa la giunzione P-N e la tensione applicata alla giunzione è descritta dall'equazione di Shockley [1].

$$I = I_{diff} - I_{field} = I_0 \left(e^{\frac{qV}{nk_B T}} - 1 \right) \quad (1.4)$$

Dove:

- I (A) è la corrente totale che attraversa la giunzione;
- q è la carica dell'elettrone e vale $1.6 \cdot 10^{-19} \text{C}$;
- V (V) è la tensione applicata tra i due terminali;
- n (-) è il fattore di idealità e tiene conto delle imperfezioni della giunzione, per il silicio ha un valore di circa 2;
- k_B è la costante di Boltzmann e vale $1.38 \cdot 10^{-23} \frac{\text{J}}{\text{K}}$;
- T (K) è la temperatura assoluta della superficie di giunzione.

1.4.2 Effetto fotovoltaico

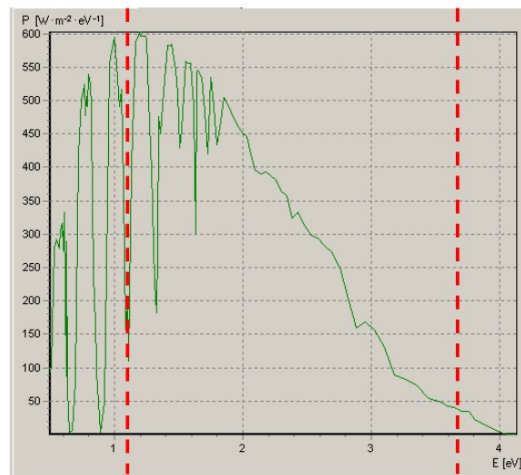
La conversione dell'energia solare si basa sulla dualità onda-particella della luce, in particolare l'energia trasportata dai fotoni è modellata dalla seguente equazione,[1]:

$$E_{ph}(\lambda) = hf = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.5)$$

Dove:

- h è la costante di Planck e vale $6.63 \cdot 10^{-34} \frac{\text{J}}{\text{s}}$;
- f (Hz) è la frequenza del fotone;
- c è la velocità della luce di cui il valore è $3 \cdot 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$;
- λ (μm) è la lunghezza d'onda del fotone;

Durante una giornata serena circa $4.4 \cdot 10^{17}$ fotoni per centimetro quadrato al secondo raggiungono la superficie terrestre, ma non tutti di questi fotoni sono utili. Nel dettaglio, un fotone per essere convertito in elettricità deve avere un'energia E_{ph} maggiore dell'energia della banda proibita o *band gap* E_g . In quest'ultimo caso si crea una coppia elettrone-lacuna, la quale è molto probabile abbia un'energia superiore a E_g . Quest'energia in eccesso viene dissipata sotto forma di calore, non potendo essere convertita in potenza utile, ed è una delle principali perdite in una cella solare. In figura 1.9 viene mostrato il limite di conversione per il silicio, il quale limita l'efficienza di conversione della radiazione in elettricità.



Limits of conversion for silicon

Figura 1.9: Limiti di conversione del silicio

Il moto degli elettroni indotto dalla luce attraverso la banda proibita è chiamato con il nome di corrente foto-generata o corrente fotovoltaica (I_{ph}). La direzione di questa corrente è orientata dal campo della giunzione, quindi gli elettroni si muovono verso la zona di tipo N. La direzione di questa corrente è opposta alla direzione della corrente di diffusione. La corrente fotovoltaica è descritta dalla seguente formula, [1]:

$$I_{ph} = qNA = A \int g(\lambda) \cdot S(\lambda) d\lambda \quad (1.6)$$

Dove:

- q (C) è la carica dell'elettrone;
- N (m^2s^{-1}) è il numero di fotoni;
- A (m^2) è l'area della superficie del semiconduttore;
- $g(\lambda)$ è lo spettro di radiazione solare;
- $S(\lambda)$ è la risposta spettrale.

1.4.3 Circuito equivalente e curva caratteristica

Per analizzare le prestazioni in diverse condizioni di illuminazione e temperatura e per poter simulare il comportamento elettrico della cella è stato introdotto il circuito equivalente. Sono presenti in letteratura diversi modelli i quali hanno un diverso numero di parametri tra loro, nel dettaglio, più parametri sono presenti più è accurato il modello. I principali modelli sono quelli con tre, cinque e sette parametri, [1].

Nel nostro caso il modello di interesse è quello con cinque parametri, conosciuto anche come modello a diodo singolo, perché garantisce un buon compromesso tra accuratezza e semplicità. Il modello, come mostrato in figura 1.10, è composto da quattro componenti principali: il generatore di corrente, il diodo, la resistenza serie e la resistenza shunt.

Il generatore di corrente modella la corrente generata dalla luce solare che colpisce la cella. La corrente generata è chiamata corrente foto-generata (I_{ph}) ed è proporzionale all'intensità della radiazione solare secondo la seguente equazione, [1]:

$$I_{ph} = k_{mat} \cdot G \cdot A \quad (1.7)$$

Dove:

- k_{mat} ($\frac{A}{Wm^2}$) è il valore medio della risposta spettrale;
- G (W/m^2) è l'irraggiamento solare;
- A (m^2) è l'area della cella esposta alla luce.

Il diodo rappresenta la giunzione P-N della cella e descrive il comportamento della cella quando viene applicata una tensione esterna. La corrente che attraversa il diodo (I_D) è modellata dall'equazione di Shockley vista in precedenza equazione 1.4. La resistenza di shunt modella le perdite di corrente dovute alle correnti di fuga, come le perdite attraverso la superficie laterale causate da un isolamento non perfetto. Mentre la resistenza in serie rappresenta le perdite ohmiche della cella fotovoltaica dovuti ai contatti elettrici attraverso gli elettrodi frontali. I valori ideali di queste due resistenze sono un alto valore per la resistenza di shunt ed un basso valore della resistenza in serie.

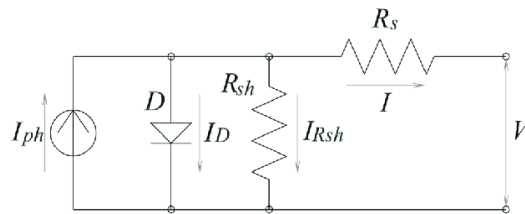


Figura 1.10: Circuito equivalente con 5 parametri

Applicando le leggi di Kirchhoff relative alla corrente ed alla tensione è possibile ricavare le seguenti equazioni che descrivono il comportamento della cella:

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (1.8)$$

$$V = V_D - R_s \cdot I \quad (1.9)$$

Dove: I e V sono rispettivamente la corrente e la tensione ai capi del carico.

Il circuito equivalente è definito dai seguenti cinque parametri indipendenti: I_{ph} , I_0 , m , R_s , R_{sh} . Manipolando le equazioni sopra scritte si ricavano la corrente e la tensione ai capi del carico:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{n k_B T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s}{R_{sh}} \quad (1.10)$$

$$V = \frac{n k_B T}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I \left(1 + R_s / R_{sh} - V / R_{sh} + I_0 \right)}{I_0} \right) - R_s I \quad (1.11)$$

Dalle relazioni precedenti è possibile ricavare la curva caratteristica corrente-tensione e quella potenza-tensione della cella mostrata in figura 1.11. La curva caratteristica I-V descrive la relazione tra la corrente e la tensione ai capi della cella fotovoltaica ed aiuta a comprendere le performance della cella fotovoltaica. La curva rappresenta la risposta elettrica della cella sottoposta ad illuminazione costante e temperatura costante e segue un andamento non lineare. I punti d'interesse sono:

- Corto circuito: punto in cui $V=0$ e $I = I_{sc}$, ed è il punto in cui la cella è in condizioni di massimo flusso di corrente senza carico applicato;
- Circuito aperto: punto in cui $V = V_{oc}$ e $I=0$, ed è il punto in cui la cella è in condizioni di massima tensione prodotta;
- Punto di massima potenza: punto con $V = V_{mpp}$ e $I = I_{mpp}$ in cui la potenza prodotta dalla cella è massima e rappresenta il punto ottimale in cui si vuole che la cella lavori.

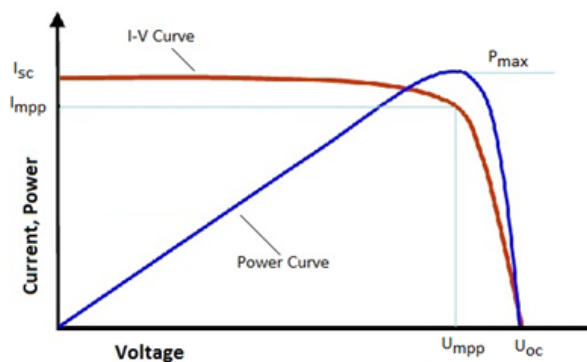


Figura 1.11: Curve caratteristiche I-V e P-V

Nella figura 1.11 la cella funziona come generatore di energia. Un parametro utile per comparare le performance di diverse celle è il fill factor (FF), il quale misura la qualità della cella fotovoltaica e il suo valore indica quanto la cella si avvicina al comportamento ideale. Valori tipici per i moduli in silicio cristallino sono compresi tra 0.7 e 0.8, mentre per i moduli in silicio amorfo si fermano tra 0.5 e 0.6.

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (1.12)$$

Un ulteriore parametro utile a modellare le performance della cella fotovoltaica è l'efficienza. Questo parametro dà un'idea della quantità di energia solare che viene convertita in energia elettrica. Nei moduli in silicio cristallino il valore dell'efficienza si aggira tra 0.21 a 0.25.

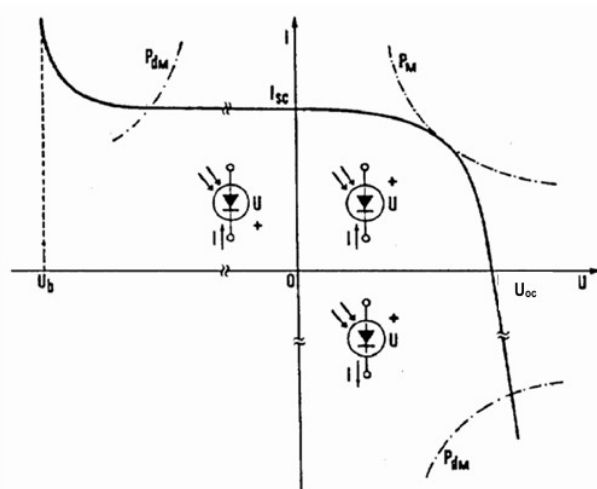


Figura 1.12: Curva caratteristica I-V e diverse modalità di operazione della cella solare

La curva I-V presentata in figura 1.11 si ferma al primo quadrante, ma la curva I-V si estende in tre quadranti, come mostrato in figura 1.12. Quello in cui la cella fotovoltaica opera principalmente ed opera come generatore di energia è il primo. Nel secondo e nel quarto quadrante la cella si comporta come un carico. Nel secondo quadrante, quello con le tensioni negative, è presente un limite operativo della cella, ovvero la tensione di *breakdown* V_b . Quando la cella supera questa tensione è possibile che sia richiesta una

dissipazione di energia troppo elevata che porti alla rottura della cella e si generi un corto circuito. Inoltre, è presente anche una temperatura limite di funzionamento delle celle che si aggira intorno agli 85°C ma risulta molto difficile da raggiungere, quindi il limite più pericoloso è quello dovuto alla soglia di tensione quando la cella agisce come carico con tensione negativa, [1].

1.4.4 Dipendenza della curva I-V dall'irradianza e temperatura di cella

La curva I-V di una cella fotovoltaica è influenzata significativamente dall'irradianza solare e anche, in minor modo ma non trascurabile, dalla temperatura. Gli effetti principali del cambio di irradianza sulla cella sono sentiti dalla corrente, mentre l'effetto sulla tensione è meno pronunciato. Nel dettaglio, come mostrato in figura 1.13, al diminuire dell'irradianza, la corrente di corto circuito diminuisce in modo direttamente proporzionale alla riduzione dell'energia solare incidente. Questo avviene perché diminuendo l'irradianza, diminuisce la quantità di fotoni che colpiscono la superficie della cella, generando meno coppie elettrone-lacuna e quindi una corrente minore. Anche la tensione di circuito aperto si riduce, ma in misura minore rispetto alla corrente, in particolare si ha una variazione logaritmica. In figura 1.13 è mostrata la dipendenza appena spiegata, in particolare si vedono gli effetti della variazione dell'irradianza mantenendo la temperatura di cella costante a 25°C . Anche il punto di massima potenza si sposta, nel dettaglio aumentando l'irradianza, il punto di massima potenza si sposta verso destra e verso l'alto sulla curva I-V, poiché sia la corrente che la tensione aumentano. In questo caso aumenta notevolmente la potenza massima che può essere estratta dalla cella.

L'altro fattore che influenza la curva I-V, come detto, è la temperatura di cella. Come mostrato in figura 1.14, la temperatura di cella influenza la tensione di circuito aperto e la potenza massima. La V_{oc} diminuisce all'aumentare della temperatura, lo stesso andamento è seguito dalla potenza massima, mentre la corrente di corto circuito segue un andamento opposto

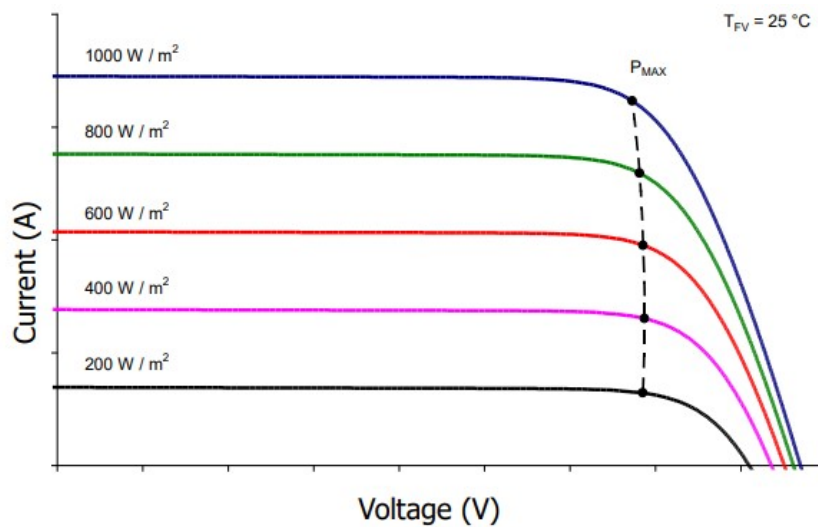


Figura 1.13: Dipendenza della curva I-V dall'irradianza

ma di portata ridotta. In figura 1.14 sono mostrati gli effetti della variazione della temperatura di cella mantenendo l'irradianza costante a 1000 W/m^2 .

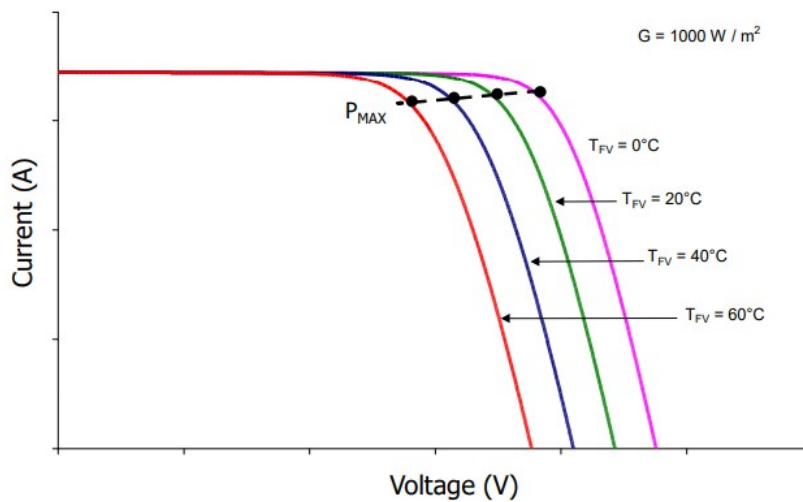


Figura 1.14: Dipendenza della curva I-V dalla temperatura di cella

Per quantificare l'effetto della temperatura sui parametri elettrici sono introdotte le seguenti equazioni, le quali in funzione delle condizioni di temperatura di modulo e irradianza, partendo dai valori forniti dal costruttore, calcolano i valori di corrente di corto circuito, tensione di circuito aperto e potenza massima.

$$I_{sc}(G, T_c) = I_{sc,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T_c) \quad (1.13)$$

$$U_{oc}(T_c) = U_{oc,STC} \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T_c) \quad (1.14)$$

$$P_{max}(G, T_c) = P_{max}(STC) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T_c) \quad (1.15)$$

$$\eta(T_c) = \frac{P_{max}}{G \cdot A} = \frac{P_{max} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T_c)}{G_{STC} \cdot A} \quad (1.16)$$

Dove:

- $\Delta T_c = T_c - T_{c,STC}$;
- α, β, γ sono i coefficienti termici, rispettivamente relativi rispettivamente alla corrente, tensione e potenza. Questi sono forniti dal costruttore e misurano la variazione relativa delle grandezze in funzione della temperatura del modulo stesso;
- I valori con pedice STC sono riferiti ai parametri misurati in condizioni di test standard, ovvero con $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{c,STC} = 25^\circ\text{C}$;
- T_c ($^\circ\text{C}$) indica la temperatura di cella;
- A (m^2) indica la superficie del modulo.

1.4.5 Perdite

Nelle celle solari, come anticipato prima, la conversione dell'irradianza in energia elettrica è associata ad una serie di perdite. Le perdite principali sono le seguenti:

- Perdite dovute alla riflessione della luce da parte della cella o della

griglia frontale. Le perdite di energia dovute a questo fenomeno si attestano intorno al 10%. Possono essere ridotte posizionando la griglia sul retro, come per i moduli Interdigitated Back Contact (IBC), oppure usando dei rivestimenti antiriflesso.

- Alcuni fotoni sono caratterizzati da un'alta energia, ma non tutta viene usata per generare coppie elettrone-lacuna. La parte di energia in eccesso viene dispersa sotto forma di calore e corrisponde ad una perdita di circa il 25%.
- Non esistono solo fotoni con troppa energia ma anche altri fotoni i quali non possiedono abbastanza energia per eccitare le cariche elettriche e vengono assorbiti come calore. Questo fenomeno corrisponde ad una perdita dell'energia irradiata del 20%.
- Non tutte le coppie lacuna-elettrone generate sono utili ma una parte di queste si ricombina e dissipa l'energia in calore. La ricombinazione dipende dalla struttura chimica del materiale e corrisponde circa al 2% delle perdite.
- Non tutta la corrente prodotta è trasferita al circuito esterno ma una parte è dissipata dal diodo e dalle due resistenze del circuito equivalente R_s e R_{sh} . Questo è dovuto all'isolamento elettrico della superficie non ottimale che genera la corrente di dispersione. Questo effetto determina la distorsione della curva I-V reale rispetto a quella ideale ed è valutata dal fill factor. Questa perdita è intorno al 20%.

Le celle commerciali in silicio cristallino raggiungono un'efficienza di conversione fino a circa il 23%. Questa è legata alle perdite sopra descritte, le quali sono la causa per cui una frazione dell'energia solare viene persa e convertita in calore, [1].

1.5 Connessione di celle solari e mismatch

Le celle solari in silicio cristallino, in condizioni STC, generano una tensione in condizioni di circuito aperto di circa $0.6 \div 0.7$ V ed una densità di corrente di corto circuito pari a $25 \div 40$ mA/cm². La tensione in condizioni di

circuito aperto è indipendente dalla superficie della cella, mentre la corrente è dipendente come mostrato dalla densità di corrente. Tuttavia i carichi solitamente richiedono correnti e tensioni maggiori rispetto a quelli forniti dalla singola cella fotovoltaica, per cui per raggiungere la potenza richiesta è necessario connettere le celle in serie e/o parallelo. Diverse celle in serie compongono una stringa.

1.5.1 Connessione delle celle in serie

La connessione in serie è utile per incrementare la tensione, questo perché la tensione totale è data dalla somma delle tensioni di ciascuna cella, mentre la corrente totale della stringa è limitata alla corrente della cella con la minore corrente, come mostrato dalle seguenti equazioni:

$$V_{oc,m} = \sum_{i=1}^{N_s} V_{oc,i} \quad (1.17)$$

$$I_{sc,m} = \min(I_i) \quad (1.18)$$

Quando si effettua la connessione in serie ci possono essere dei problemi dovuti al mismatch delle celle. Questo fenomeno è un disallineamento delle condizioni di lavoro delle celle e può essere dovuto ad una cella ombreggiata o difettosa. Se la cella è ombreggiata o difettosa la sua curva I-V cambia e si riduce la corrente erogata. La riduzione della corrente influisce su tutta la stringa perché la cella con corrente minore limita tutte le altre. Un modo per evitare il mismatch tra le celle connesse in serie è l'uso dei diodi di bypass. Il diodo viene collegato in antiparallelo ad una cella o ad un gruppo di celle, e permette alla corrente di bypassare la cella ombreggiata o difettosa riducendo le perdite di potenza. Solitamente i diodi di bypass non sono collegati singolarmente ad ogni cella poiché questo sarebbe economicamente e tecnicamente poco pratico, ma è connesso un diodo ogni 18 a 24 celle in serie. Un aspetto importante da considerare è che, in caso di ombreggiamento

o difetti, la cella interessata genera una corrente inferiore rispetto alle altre celle della stringa. Tuttavia, le celle non affette dal problema continuano a produrre la loro corrente nominale, creando così una tensione inversa sulla cella ombreggiata o difettosa. In queste condizioni, la cella problematica si comporta come un carico e si trova costretta a dissipare energia sotto forma di calore, portando alla formazione di un hot-spot. I diodi di bypass, dunque, oltre a ridurre le perdite di potenza, evitano la creazione di hot-spot locali o possibili danneggiamenti della cella.

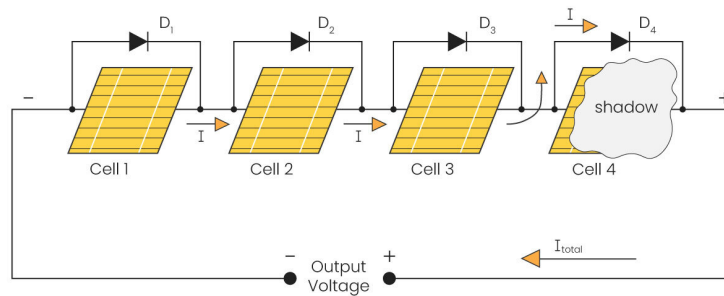


Figura 1.15: Connessione di celle FV in serie e diodi di bypass

1.5.2 Connessione delle celle in parallelo

La connessione in parallelo, invece, mantiene costante la tensione ed è utile ad incrementare la corrente poiché è la somma delle diverse celle connesse in parallelo, come mostrato dalle seguenti equazioni:

$$I_{sc,m} = \sum_{i=1}^{N_p} I_{sc,i} \quad (1.19)$$

$$V_{oc,m} = \min(V_i) \quad (1.20)$$

Anche con la connessione in parallelo è presente la problematica del mismatch, la quale può essere dovuta a difetti della cella o ad ombreggiamento. Questo fenomeno causa squilibri di corrente e la cella difettata può su-

bire una corrente inversa dalle altre celle. In questo caso si comporta come un carico e dissipa l'energia sotto forma di calore provocando degli hot-spot locali, i quali nel peggiore dei casi possono portare a danni irreversibili. Per limitare gli effetti del mismatch nelle connessioni parallele sono usati i diodi di blocco, i quali impediscono il flusso di corrente inversa dalle celle con maggiore corrente a quelle con capacità ridotta, evitando surriscaldamento e danni. Il diodo di blocco viene collegato a stringhe di celle piuttosto che a singole celle, sia per ragioni economiche che tecniche. Dal punto di vista economico, collegare un diodo di blocco a ogni singola cella sarebbe troppo costoso. Inoltre, il diodo introduce una caduta di tensione ai terminali del diodo che è di un ordine di grandezza simile alla tensione generata da una singola cella. Questo rende più efficiente il suo utilizzo a livello di stringa, dove può proteggere l'intera serie di celle senza introdurre perdite significative rispetto alla tensione complessiva del sistema.

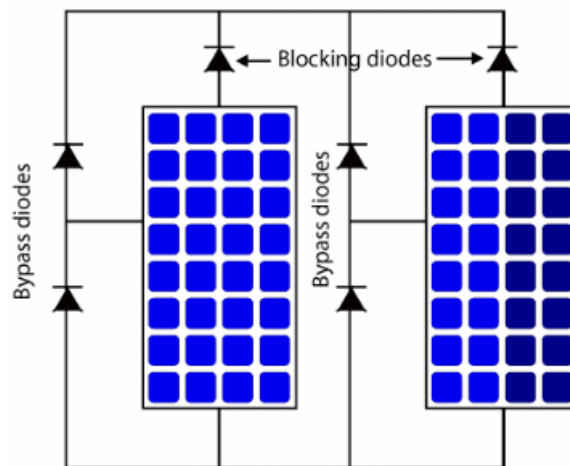


Figura 1.16: Connessione di celle FV in parallelo e diodi di blocco

1.6 Modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è composto da più celle fotovoltaiche connesse in serie o in parallelo tra loro. La configurazione varia in base alle caratteristiche tecniche richieste. Oltre alle celle fotovoltaiche sono presenti anche altri elementi in un modulo fotovoltaico. La struttura tipica di un modulo

fotovoltaico partendo dalla superficie superiore verso quella inferiore è la seguente:

- Telaio esterno in alluminio per garantire l'integrità del modulo;
- Una lastra di vetro ad alta trasmittanza posta sulla superficie frontale e spessa 3 o 4 millimetri per proteggere le celle fotovoltaiche ma permettendo il passaggio della luce;
- Le celle solari sono incapsulate in uno strato di polimero termoplastico chiamato EVA, il quale isola elettricamente le celle e le protegge ulteriormente dagli agenti atmosferici esterni e dagli urti;
- Nella parte posteriore è presente uno strato di Tedlar o una lastra di vetro per la protezione contro l'umidità e per garantire l'isolamento elettrico.

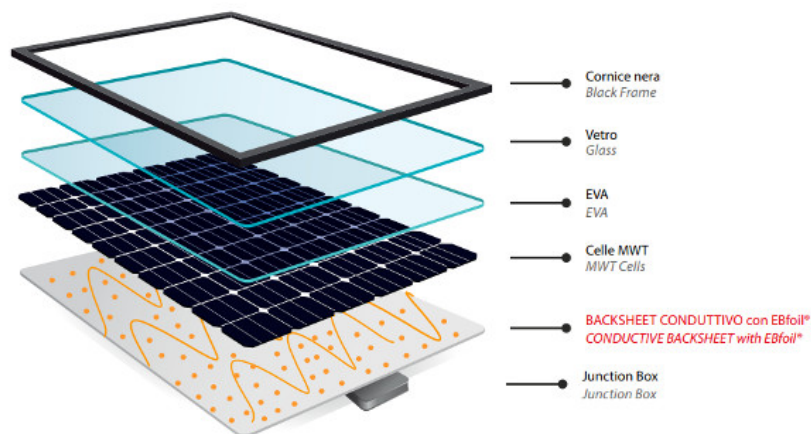


Figura 1.17: Struttura di un modulo fotovoltaico

Capitolo 2

Moduli fotovoltaici commerciali ed innovativi

Negli ultimi anni, come mostrato in figura 2.1, l'installazione di impianti fotovoltaici ha registrato una crescita esponenziale a livello globale dovuta ai progressi tecnologici, ad una maggiore consapevolezza ambientale ed alle politiche governative favorevoli. Secondo le proiezioni, entro il 2050 la capacità fotovoltaica installata annualmente dovrebbe raggiungere valori molto elevati, in parte anche per la necessità di sostituire i sistemi più vecchi che avranno esaurito il loro ciclo di vita. Complessivamente, la capacità fotovoltaica totale installata potrebbe superare i 60 TWp entro tale data, riflettendo l'importanza della transizione verso fonti di energia rinnovabile e l'implementazione di tecnologie avanzate per supportare la domanda globale, [2].

2.1 Celle solari in silicio cristallino

Negli ultimi 50 anni le tecnologie fotovoltaiche cristalline hanno dominato il mercato, grazie all'innovazione tecnologica, che ha aumentato l'efficienza, e alla relativa curva di apprendimento che ha ridotto i costi di produzione dei moduli, come mostrato in figura 2.2, [2].

Come si può vedere nella figura 2.3, dopo i primi anni di miglioramenti la ricerca relativa ai moduli cristallini è arrivata ad un plateau. Nel dettaglio, l'efficienza massima delle tecnologie cristalline si attesta attorno al 26%, [2].

Ad oggi circa il 95% delle tecnologie usate sono moduli al silicio cristalli-

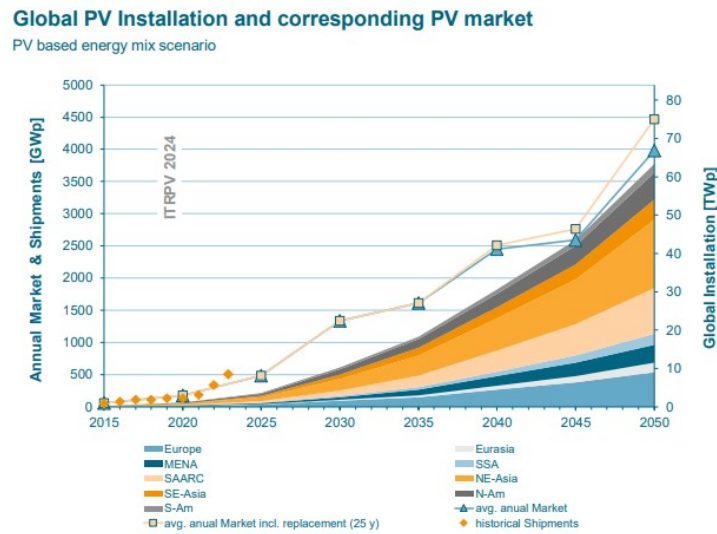


Figura 2.1: Andamento delle installazioni dei moduli FV

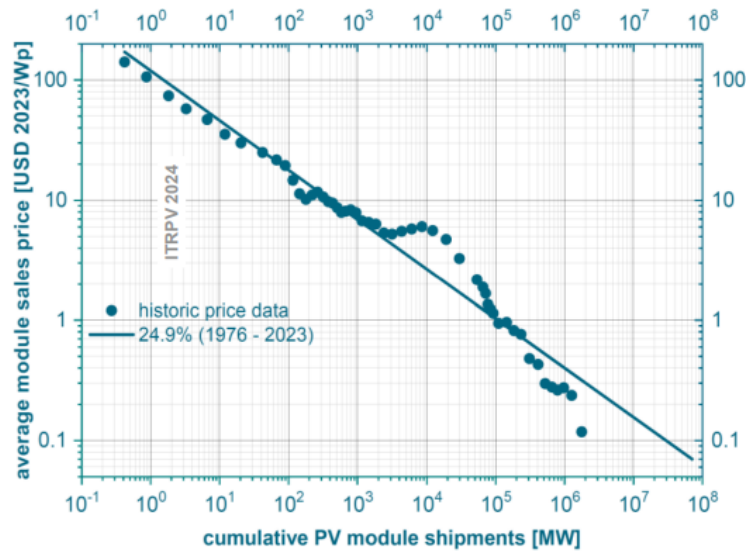


Figura 2.2: Curva di apprendimento del mercato dei moduli FV

no. In particolare, le tecnologie cristalline che dominano il mercato al giorno d’oggi sono essenzialmente due: la tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) e la tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Ma non sono da trascurare anche i moduli Si-HJT (Silicon HeteroJunction Technology) e gli IBC (Interdigitated Back Contact). In un report del ITRPV (International Technology Roadmap for Photovoltaic), [2], viene analizzata la situazione attuale e viene fatta una previsione dell’uso delle tecnologie sopra indicate. Le principali osservazioni sono relative al fatto che le tecnologie basate sul silicio manterranno il loro ruolo chiave nel lungo termine

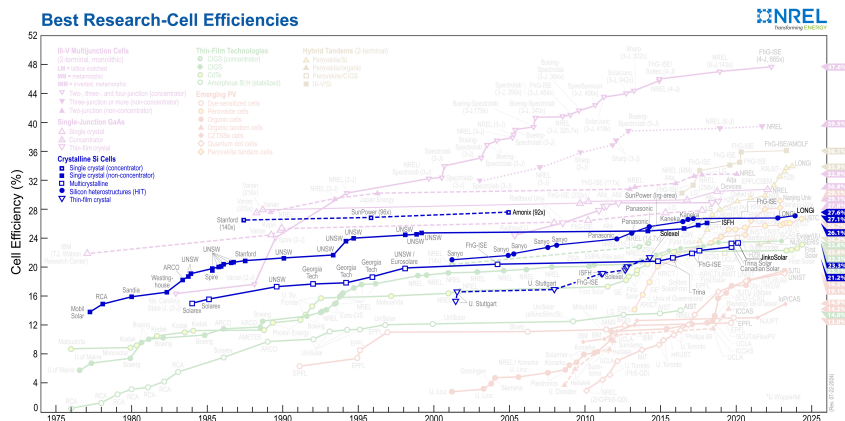


Figura 2.3: Trend nel tempo dell'efficienza dei moduli in silicio cristallino

ed il TOPCon supererà il PERC nel 2024, mentre HJT e IBC potranno competere come opzioni alternative. Il modulo analizzato più lontano dall'uso massivo sono i moduli tandem, i quali però potranno dire la loro in futuro. Lo stato dell'arte del mercato e una previsione sono mostrati in figura 2.4.

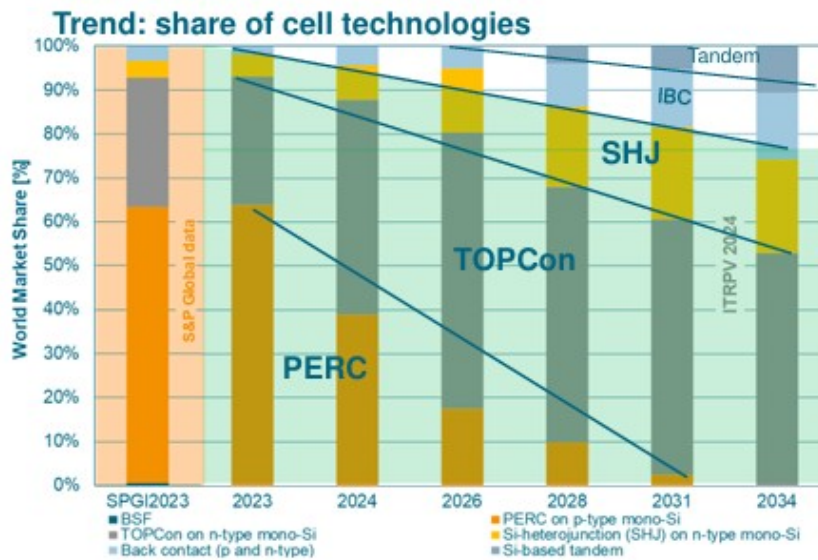


Figura 2.4: Trend della suddivisione del mercato delle tecnologie FV

Sono definiti come moduli convenzionali i moduli PERC, mentre gli IBC, gli HJT e i TOPCon sono identificati come moduli innovativi e sono le tecnologie su cui è stato posto il focus in questa tesi.

2.1.1 Celle solari PERC

Le celle PERC, come visto nella figura 2.4, sono una delle tecnologie più diffuse nel mercato solare globale. Le celle solari PERC sono celle in silicio monocristallino convenzionali con delle modifiche che permettono di incrementare la produzione di energia in un range compreso tra il 6% e il 12%. L'aggiunta rispetto alle celle tradizionali nei PERC è la presenza di uno strato nel lato posteriore della cella, ovvero lo strato passivante. Questo strato riflette verso la cella una parte dei raggi solari incrementando la conversione delle radiazioni in energia. Il fatto che il PERC sia una modifica delle celle convenzionali porta ad un grande vantaggio per i produttori di celle PERC, ovvero la possibilità di usare gli stessi macchinari per lo sviluppo di entrambe tecnologie.

2.1.1.1 Aspetti strutturali

Come accennato nell'introduzione, uno degli elementi centrali della tecnologia PERC è lo strato passivante situato sul retro della cella, composto da materiali come ossido di silicio (SiO_2) o nitrato di silicio (SiNx). Questo strato riduce la ricombinazione di elettroni e lacune, riflettendo al contempo la luce verso la cella, migliorando così l'efficienza complessiva. Un ulteriore elemento chiave sono i fori di contatto localizzati, che permettono un contatto diretto tra il silicio e i contatti metallici posteriori, riducendo ulteriormente le perdite di ricombinazione e aumentando l'efficienza della cella, [3].

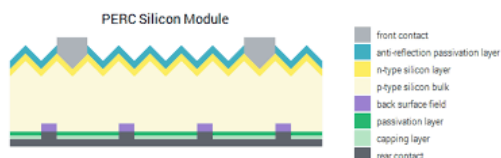


Figura 2.5: Struttura cella PERC

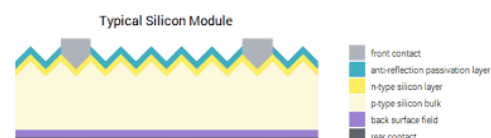


Figura 2.6: Struttura cella convenzionale in silicio

2.1.2 Celle solari TOPCon

Le celle TOPCon, come visto nella figura 2.4, hanno un ruolo predominante e il loro utilizzo è previsto in aumento fino ad assorbire più della metà del mercato. In particolare, i TOPCon andranno principalmente a sostituire la parte odierna del mercato occupata dai PERC. Le celle solari TOPCon sono state sviluppate per superare i limiti di efficienza raggiunti dai PERC.

2.1.2.1 Aspetti strutturali

Il punto chiave di questa tecnologia è l'introduzione dello ultra-sottile di ossido di silicio che funge da strato di tunnel. Sopra questo strato di tunnel viene depositato uno strato di silicio policristallino fortemente drogato. Questa configurazione migliora la passivazione della superficie, riducendo perdite per ricombinazione delle cariche ed aumentando l'efficienza della cella. Questa modifica ha permesso di incrementare l'efficienza di questa tecnologia. In figura 2.7 si può vedere la principale differenza fra una cella TOPCon e una PERC, ovvero il sottile strato di biossido di silicio (SiO_2), [4].

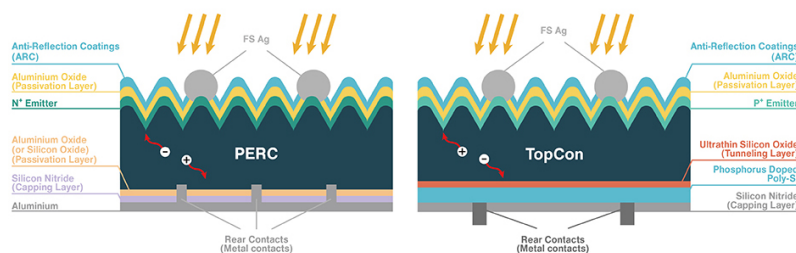


Figura 2.7: Confronto struttura cella PERC e TOPCon

2.1.3 Celle solari HJT

Le celle HJT sono una delle tecnologie più avanzate nel campo delle celle solari e combina le caratteristiche delle celle solari in silicio cristallino con quelle a film sottile. Come si può vedere nella figura 2.4, ad oggi l'utilizzo di questa tecnologia è limitato ma è previsto in aumento nel futuro.

2.1.3.1 Aspetti strutturali

Il punto chiave di questa tecnologia è il combinare due diverse tecnologie al fine di sfruttarne le loro migliori caratteristiche. La cella HJT si ottiene ricoprendo un substrato di silicio cristallino con uno strato di pellicola di silicio amorfo. La tecnologia a film sottile assorbe una vasta gamma dello spettro luminoso ma ha una bassa efficienza di conversione, mentre quella silicio cristallino ha una buona efficienza. Nel dettaglio, dunque, il contributo della tecnologia a film sottile è rivolto al migliorare l'assorbimento della luce, mentre il silicio cristallino aumenta la stabilità dell'efficienza, [5].

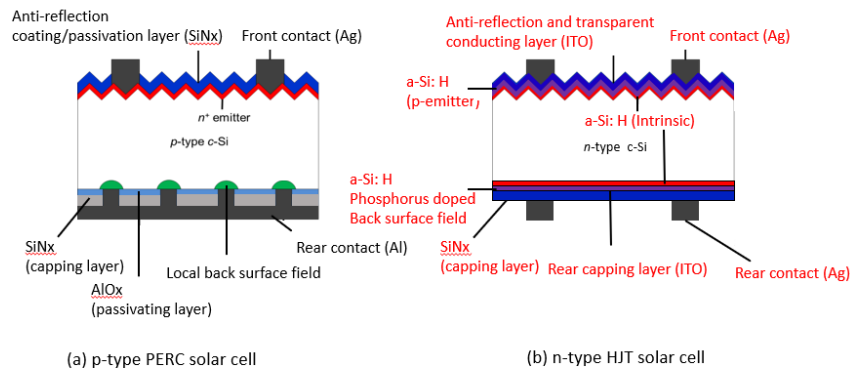


Figura 2.8: Confronto struttura cella PERC e HJT

2.1.4 Celle solari IBC

I moduli in silicio cristallino attualmente più usati sono caratterizzati da finger e busbar posizionati sulla superficie superiore. La disposizione di questi componenti sulla superficie su cui la radiazione è incidente porta a delle perdite di ombreggiamento, le quali portano ad una riduzione dell'efficienza delle celle. Le celle IBC sfruttano un diverso design per migliorare l'efficienza del modulo, in particolare le perdite di ombreggiamento sono eliminate grazie al posizionamento dei contatti (finger e busbar) sul retro del modulo, [6].

2.1.4.1 Aspetti strutturali

Il punto chiave della tecnologia IBC è quindi posizionamento dei contatti sul retro del modulo. Questo design semplifica la connessione delle celle, aumenta la densità di imballaggio e riduce le perdite resistive, migliorando l'efficienza del modulo. Questa tecnologia sfrutta un processo produttivo che richiede alte temperature in più fasi, dunque i costi sono maggiori e spesso non sono giustificati dai vantaggi tecnici, motivo per cui il loro utilizzo è ancora ridotto, come visto in figura 2.4.

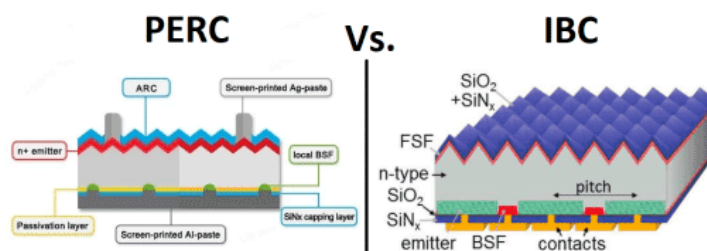


Figura 2.9: Confronto struttura cella PERC e IBC

2.1.5 Vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie

Grazie all'istantanea presentata nella figura 2.10 si ha una panoramica dell'efficienza delle diverse tecnologie. In generale, si vede che la tecnologia con una maggiore efficienza è quella IBC, seguita dai moduli HJT e TOPCon. Tra le quattro tecnologie sopra presentate quella con la minore efficienza è quella dei moduli PERC, [7].

Nella valutazione delle tecnologie non rientra solo l'efficienza ma anche il costo, il funzionamento migliore o peggiore in determinate condizioni ed altri fattori.

La tecnologia PERC, come detto in precedenza, è la tecnologia con la minore efficienza e sottoposta ad una notevole degradazione indotta dalla luce. Questa tecnologia è quella caratterizzata da una maggiore sensibilità alle variazioni di temperatura e irradianza. L'aspetto favorevole di questa tecnologia è il buon rapporto costo-prestazioni, caratteristica che la rende la più diffusa nel presente.

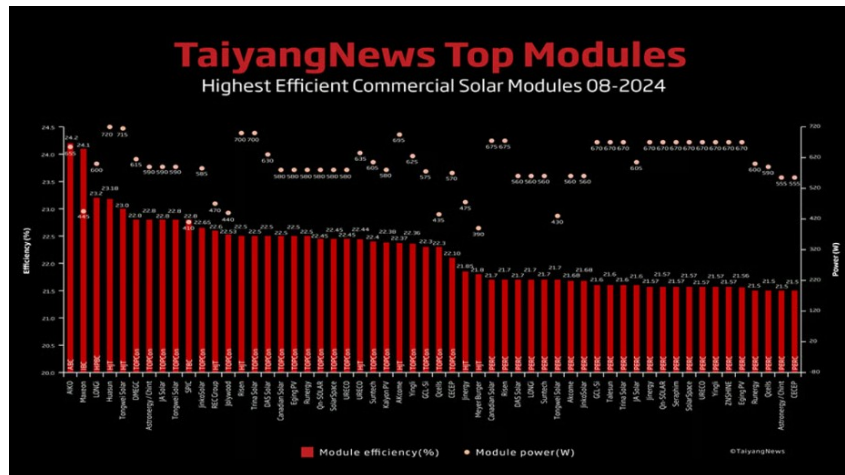


Figura 2.10: Istantanea delle tecnologie con maggiore efficienza e la relativa potenza

La tecnologia TOPCon garantisce una buona efficienza, una maggiore resistenza alla degradazione indotta dalla luce e alle alte temperature rispetto ai PERC. Questa tecnologia può essere integrata nelle linee di produzione esistenti con modifiche minime, riducendo dunque i costi di produzione. Queste caratteristiche di contro portano a costi maggiori e una maggiore complessità nella produzione dei moduli.

La tecnologia HJT garantisce un’alta efficienza anche ad elevate temperature. Rispetto ai TOPCon hanno generalmente una migliore stabilità termica. Come per i TOPCon, i vantaggi tecnici non sono gratuiti ma si hanno costi maggiori e maggiori complessità nella produzione dei moduli rispetto ai PERC.

La tecnologia IBC è quella caratterizzata dalla maggiore efficienza tra quelle citate. Questi moduli garantiscono ottime prestazioni sia ad alte che a basse irradianze e temperature, con una leggera riduzione dell’efficienza ad alte temperature.

Concludendo il confronto tra le tecnologie fotovoltaiche, i moduli PERC hanno consentito di raggiungere livelli di efficienza notevoli mantenendo costi relativamente bassi, rendendo la tecnologia più accessibile. Questa combinazione di prestazioni e convenienza ha permesso alla tecnologia PERC di diffondersi ampiamente, offrendo una soluzione efficiente e competitiva nel mercato fotovoltaico. La tecnologia TOPCon è considerata la candidata

principale per dominare il mercato, grazie all'elevata efficienza combinata con costi contenuti. La tecnologia HJT, invece, punta al segmento premium con moduli di alta qualità e prezzo. La tecnologia IBC, infine, potrebbe competere in futuro con HJT e TOPCon grazie a potenziali miglioramenti nei costi di produzione, [8].

2.2 Celle solari non cristalline

Come illustrato nella sezione precedente, nello sviluppo tecnologico delle celle in silicio cristallino si è arrivati ad un plateau quindi nell'ultimo periodo si è iniziato ad esplorare maggiormente anche tecnologie diverse. Esistono diverse tecnologie emergenti ma quelle di maggiore interesse, date le migliori prestazioni, sono le celle in perovskite oppure le celle tandem silicio-perovskite. Come mostrato in figura 2.13, nonostante il recente sviluppo quest'ultime due tecnologie hanno già raggiunto prestazioni simili a quelle delle più studiate e convenzionali celle in silicio.

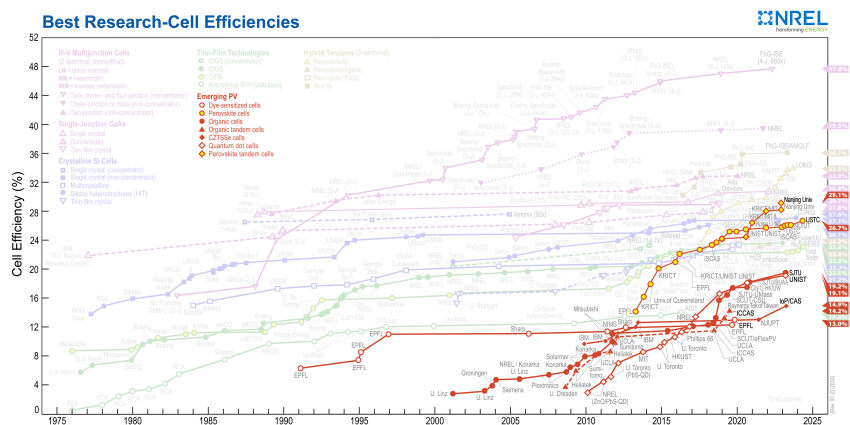


Figura 2.11: Trend nel tempo dell'efficienza delle celle innovative

2.2.1 Celle solari in perovskite

Le celle solari in perovskite sono una delle aree più attive nella ricerca delle energie rinnovabili. La perovskite è un materiale caratterizzato da eccellenti proprietà ottiche ed elettroniche e da una buona flessibilità strutturale.

2.2.1.1 Aspetti strutturali

Nel dettaglio, la perovskite è un materiale derivante da un minerale di ossido di calcio e titanio (CaTiO_3). La struttura cristallina delle perovskiti è basata sulla formula chimica generale ABX_3 . Questa struttura consiste in due cationi positivi, A e B, e un anione negativo, X. Il catione A si trova al centro della cella, mentre i cationi B sono posizionati nei vertici della cella. Invece gli anioni X si posizionano a metà delle facce della cella. Questa configurazione dà origine ad una struttura cubica la cui composizione può essere modulata per adattare le proprietà del materiale. La struttura cubica può variare, passando a configurazioni tetragonali o ortorombiche, in base alle dimensioni relative dei cationi. La varietà di elementi che possono occupare i siti A, B e X conferisce alle perovskiti una vasta diversità strutturale. Nella ricerca sulle celle solari, i materiali più studiati sono perovskiti ibride organico/inorganiche, con cationi A come metilammonio o cesio e cationi B come piombo, stagno o bismuto, e alogeni come anioni X. Attualmente, la perovskite più performante e studiata per tecnologie fotovoltaiche è lo ioduro di piombo metilammonio ($\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$), noto anche come MAPI. La tipologia di struttura cristallina di un minerale MAPI può variare in base alla temperatura. A basse temperature, il minerale presenta una struttura ortorombica. A temperatura ambiente, la struttura è di tipo tetragonale. Infine, ad alte temperature, il minerale adotta una struttura cubica, [9].

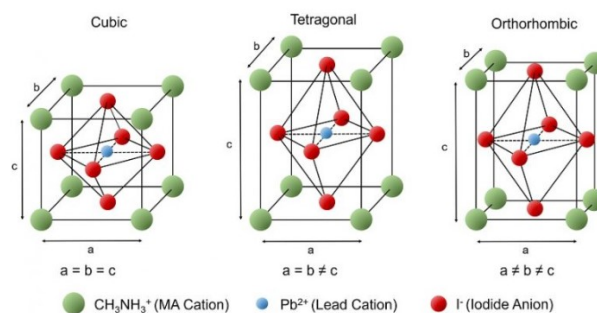


Figura 2.12: Diverse strutture di un minerale MAPI

Le celle in perovskite, come mostrato in figura 2.12, raggiungono efficienze attorno al 26% in laboratorio. Oltre all'alta efficienza le celle a perovskite si distinguono per la possibilità di tuning del bandgap, ovvero alla

2.3.1 Celle solari tandem silicio-perovskite

Una tecnologia che unisce le tecnologie presentate in precedenza è la cella solare tandem silicio-perovskite. Le celle fotovoltaiche in silicio hanno un limite teorico di efficienza intrinseca. Le celle solari tandem combinando due o più materiali assorbitori fotovoltaici, permettono di sfruttare contemporaneamente diverse porzioni dello spettro solare, offrendo il potenziale per superare i limiti di efficienza del silicio. Come mostrato in figura 2.14 questa tecnologia arriva fino a picchi di efficienze intorno al 34%.

2.3.1.1 Aspetti strutturali

Le celle solari tandem silicio-perovskite sono una combinazione ibrida che utilizza una sub-cella in silicio come base ed una sub-cella in perovskite come strato superiore. Quindi il punto chiave di questa tecnologia è l'aver due celle sovrapposte in modo da sfruttare le proprietà complementari dei due materiali al fine di massimizzare l'efficienza della conversione dell'energia solare. In particolare, come mostrato in figura 2.14, il silicio ha un band gap ideale per assorbire la luce infrarossa, mentre la perovskite è ottimizzata per la luce visibile. Questa configurazione permette, dunque, di assorbire una gamma più ampia dello spettro solare.

Ci sono diverse architetture possibili per le celle tandem silicio-perovskite, ma le principali sono due, ovvero le celle tandem a due terminali e le celle tandem a quattro terminali, [10].

- Nelle celle tandem a due terminali(2-T) le sottocelle sono elettricamente connesse in serie attraverso uno strato di ricombinazione. Questa è una configurazione monolitica, ovvero le sottocelle sono posizionate direttamente l'una sull'altra durante il processo di fabbricazione. Questa configurazione richiede meno elettrodi rispetto a quella a quattro terminali, dunque riduce i costi di produzione e minimizza l'assorbimento parassita. Tuttavia, questo porta ad una maggiore sensibilità alle variazioni spettrali e per massimizzare l'efficienza richiede un bandgap specifico per la cella in silicio(top-cell), che si aggira intorno a 1.7 eV.

- Nelle celle tandem a quattro terminali(4-T) le sottocelle sono fabbricate separatamente e poi posizionate meccanicamente. I circuiti elettrici sono indipendenti per ciascuna sottocella, e non in serie come per le celle 2-T, dunque le sottocelle sono indipendenti tra loro e possono operare al proprio punto di massima potenza. Questo rende la tecnologia 4-T più flessibile nella scelta dei materiali e dei bandgap. La tecnologia 4-T di contro è caratterizzata da una maggiore complessità dovuta ai quattro elettrodi.

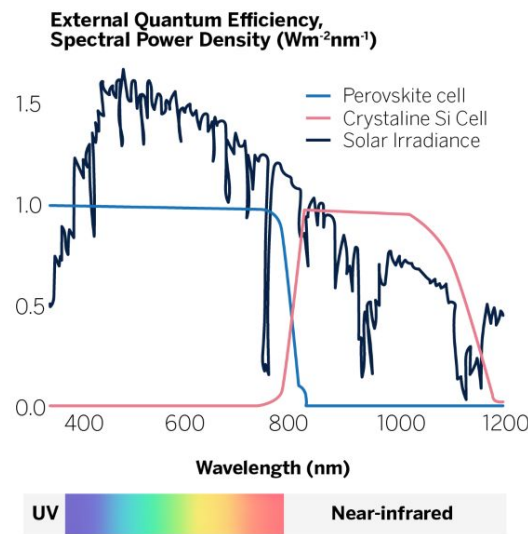


Figura 2.14: Confronto tra la risposta spettrale di celle in silicio cristallino e in perovskite

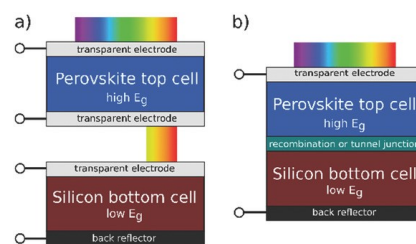


Figura 2.15: Confronto configurazione cella a quattro (a) e a due terminali (b)

Per riassumere e fare un breve confronto le celle 4-T tendono a raggiungere efficienze maggiori non essendo limitate dalla necessità di abbinare la corrente delle sottocelle. Il costo della maggiore efficienza viene pagato dal punto di vista di un incremento della complessità di produzione.

Capitolo 3

Stazione sperimentale di misura e dispositivi testati

3.1 Stazione di misura

La stazione di misura sperimentale è di proprietà di Edison S.p.A. ed è allestita sul tetto dell'Energy Center, edificio nel quale sono situate le Officine Edison di Torino. Come mostrato in figura 3.1, la stazione è dotata di un sistema di acquisizione dati, che monitora in tempo reale i parametri elettrici dei moduli e quelli ambientali. Nel dettaglio, i parametri elettrici acquisiti sono la corrente e la tensione dei moduli. Per quanto riguarda le condizioni ambientali, quelle misurate sono l'irraggiamento solare, la temperatura e l'umidità dell'aria, la velocità del vento e la pressione atmosferica. Un ulteriore dato preso in considerazione è la temperatura di cella che viene misurata tramite due sensori di temperatura posti sul retro del modulo.

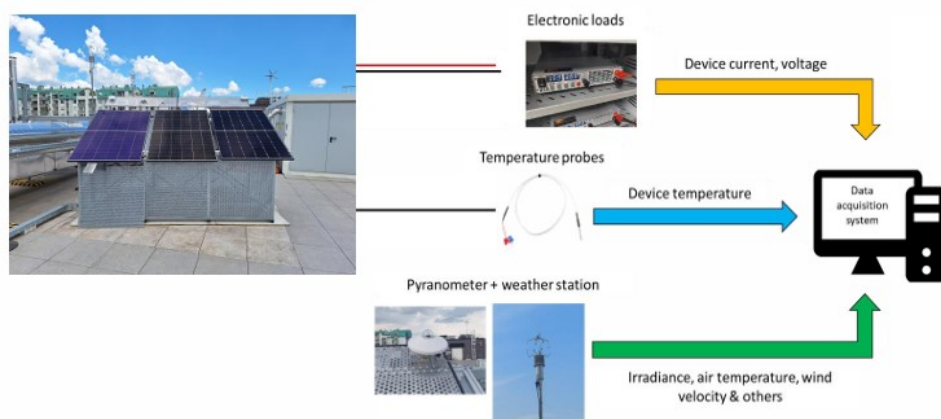


Figura 3.1: Schema stazione di misura

I moduli sono montati su una struttura fissa inclinata di 30° rispetto al piano di appoggio e sono posizionati ad una altezza da terra pari ad un metro. Al fine di massimizzarne l'esposizione alla luce e ridurre l'ombreggiamento, i moduli sono rivolti verso sud. La raccolta dei dati avviene in modo continuo, consentendo di tracciare le curve caratteristiche I-V dei moduli e di ottenere informazioni relative al funzionamento al massimo punto di potenza. Queste misurazioni permettono di valutare il corretto funzionamento dei moduli e le loro caratteristiche.

I principali componenti della stazione e le relative specifiche tecniche sono:

- Sensori di temperatura di tipo PT100 con risoluzione 0.1°C ed incertezza minore di 0.3°C . Le sonde sono poste sul retro dei moduli al fine di misurarne la temperatura di cella. Ogni modulo in silicio cristallino è monitorato da due sensori di temperatura mentre i moduli in perovskite da una singola sonda.
- Piranometri Delta Ohm LPPYRA10AC con range di misura da 0 a 2000 W/m^2 e sensibilità di 20 W/m^2 basati su un sensore a termopila. Un dispositivo si occupa dei moduli cristallini, mentre l'altro è dedicato a misurare l'irraggiamento dei moduli in perovskite.
- Sette carichi elettronici programmabili Höcherl & Hackl. Tre dispositivi sono dedicati ai moduli in silicio e sono caratterizzati da una risoluzione a 16 bit e da valori massimi di 60 V in DC, 4 A e 800 W. I restanti quattro carichi elettronici sono dedicati ai moduli in perovskite e sono caratterizzati da una risoluzione a 16 bit e da valori massimi di 60 V in DC, 4 A e 200 W. L'incertezza relativa nella misura di tensione e corrente inferiore all'1 %.
- Stazione di misura meteo Delta Ohm. Nel dettaglio, la stazione è composta da un anemometro che misura la velocità e la direzione del vento con una risoluzione di 0.01 m/s e di 0.1°C ed un'incertezza relativa del 1%. Nella stazione sono presenti anche un sensore PT100 adibito alla misura della temperatura con una risoluzione 0.1°C ed incertezza massima di 0.3°C , un sensore capacitivo per la misura dell'umidità

relativa con risoluzione 0.1% ed un'incertezza 2.5% ed un sensore di pressione piezoresistivo caratterizzato da una risoluzione di 0.1 mbar e sensibilità di 0.4 mbar.

- Un controllore CompactDAQ National Instruments (NI 9189) caratterizzato da otto slot. Questo dispositivo è usato per la conversione analogico-digitale del segnale dei sensori, l'acquisizione dei dati e il loro invio al PC di controllo. Nel dettaglio, i moduli di input sono tre diversi. Il primo è il modulo di input analogico RTD (resistive temperature detector, NI 9216) a 8 canali, con risoluzione a 24-bit ed incertezza massima di 1 °C nell'intero range di temperatura. Questo si occupa l'acquisizione del segnale dei sensori PT100. Il secondo modulo è quello relativo alla corrente (NI 9208) ed è a 16 canali, con risoluzione a 24-bit ed il sampling rate è uguale a 500 Sa/s. Questo è adibito all'acquisizione delle grandezze ambientali del piranometro e della stazione meteo. L'ultimo è il modulo input analogico NI 9239 a 4 canali, con risoluzione di 24-bit ed un sampling rate pari a 50 kSa/s. Questo è necessario per acquisire le grandezze elettriche, ovvero tensione e corrente, degli alimentatori.
- Un quadro elettrico equipaggiato con un sistema di raffrescamento e riscaldamento al fine di garantire la termostatazione dello stesso in un range indicativo di temperatura operativa tra 10 e 30 °C per garantirne il buon funzionamento.
- Un PC di controllo, il quale tramite il software *LabVIEW*, viene usato per il controllo, gestione del sistema e raccolta dei dati di misura acquisiti. Il PC comunica con la strumentazione tramite un cavo ethernet.
- Una struttura metallica di supporto per dispositivi e moduli orientata a sud. L'inclinazione del piano di appoggio dei dispositivi è di 30 ° e l'altezza del supporto da terra è di 1 m.

La stazione di misura è rappresentata tramite lo schema semplificato delle connessioni elettriche, dati ed Ethernet mostrato in figura 3.2, [11].

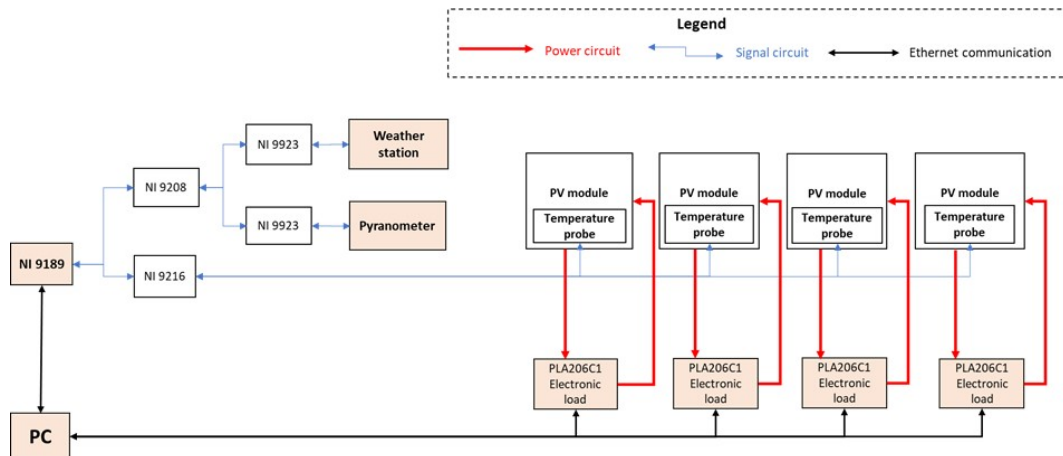


Figura 3.2: Schema semplificato d’impianto delle connessioni elettriche, dati e ethernet della stazione

Tramite misura periodica delle curve I-V, la stazione permette di misurare le prestazioni di dispositivi fotovoltaici caratterizzati da diversa potenza e tecnologia. Le caratteristiche principali della stazione sono:

- Possibilità di testare moduli in un ampio range di potenza;
- Misura periodica delle curve I-V con incertezza di misura inferiore al 1%, ovvero sensibilmente inferiore a quella degli inverter commerciali che si aggira tra il 3% e il 4%;
- Acquisizione dei principali parametri ambientali con incertezza di misura complessiva inferiore al 2%;
- Possibilità di adattare il protocollo di test alla misura di moduli a tecnologia innovativa, come moduli in perovskite.

3.1.1 Compensazione della caduta di tensione

L’acquisizione dei dati avviene tramite l’utilizzo di una strumentazione elettronica di misura raccolta in un unico quadro elettrico climatizzato, come mostrato in figura 3.3. Al fine di minimizzare le oscillazioni di temperatura e riparare la strumentazione dall’irraggiamento solare diretto, il quadro elettrico è ospitato all’interno del locale in muratura più prossimo all’area di test. Il PC di controllo della stazione è invece posizionato al piano terreno dell’edificio, all’interno dei locali del Laboratorio delle Officine. La stru-

mentazione ed il PC sono collegati tramite rete Ethernet per il solo scambio di dati di azionamento e di misura, mentre i circuiti di potenza per la connessione tra dispositivi in test e relativi carichi e le linee di segnale dei sensori sono collocate esclusivamente in copertura, per minimizzare problemi di cadute di tensione, con particolare attenzione agli aspetti di schermatura del segnale da eventuale rumore esterno. Quindi, i dati elettrici sono trasferiti dai moduli fino al quadro elettrico tramite un cablaggio dotato di una certa resistenza, per cui è necessario attuare una correzione sui dati elettrici misurati.



Figura 3.3: Quadro elettrico strumentazione di misura

La correzione dei dati si basa sul considerare il contributo della caduta di tensione lungo i cavi. In figura 3.4 è rappresentato il problema visivamente.

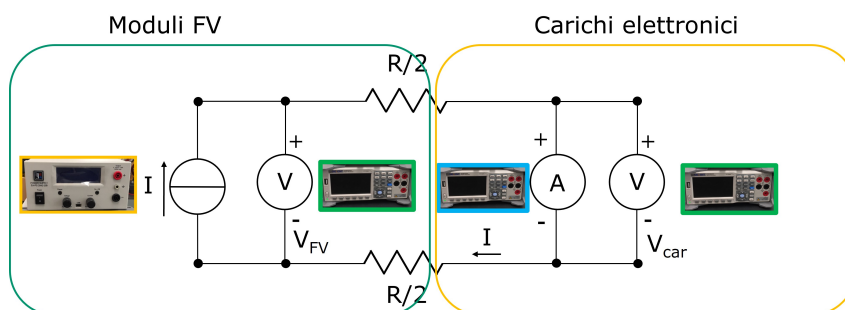


Figura 3.4: Schema della misurazione della resistenza di linea

Nello specifico, usando dei multimetri, è stata misurata la tensione del modulo fotovoltaico e quella del carico, oltre alla corrente dei carichi, come

mostrato in figura 3.4. La resistenza della linea può essere ricavata sfruttando la legge di Ohm, equazione 3.1, e si è scelto di utilizzare come valore la media della resistenza trovata con diversi valori di tensione dei moduli FV. Questa procedura è stata ripetuta per le tre linee, ovvero una per ogni modulo in silicio cristallino.

$$R_{cavo} = \frac{V_{FV} - V_{car}}{I} \quad (3.1)$$

Le tre resistenze hanno come valori: 0.196 Ω , 0.202 Ω e 0.186 Ω . Il valore della prima linea si conferma lo stesso della campagna precedente, dove era 0.195 Ω , mentre la seconda linea ha un valore ridotto a causa della riduzione della lunghezza dei cavi, ed è passato da 0.211 Ω a 0.202 Ω . Una volta ricavata la resistenza della linea, sapendo anche la corrente della linea, è possibile ricavare la caduta di tensione ai cavi ed ottenere la tensione corretta, come mostrato nell'equazione 3.2.

$$V_{corretta} = V + R_{cavo} \cdot I \quad (3.2)$$

3.1.2 Acquisizione dei dati elettrici e ambientali

I dati sono acquisiti tramite LabVIEW, un ambiente di sviluppo e linguaggio di programmazione grafico. LabVIEW è basato sulla programmazione grafica, dunque invece di scrivere il codice con un linguaggio di programmazione si usano blocchi grafici che rappresentano funzioni e operazioni. La logica dell'acquisizione e salvataggio dei dati è mostrata in figura 3.5. Il processo di acquisizione dei dati segue la stessa logica per i moduli in silicio e quelli in perovskite ma ci sono differenze nelle tempistiche dei vari step.

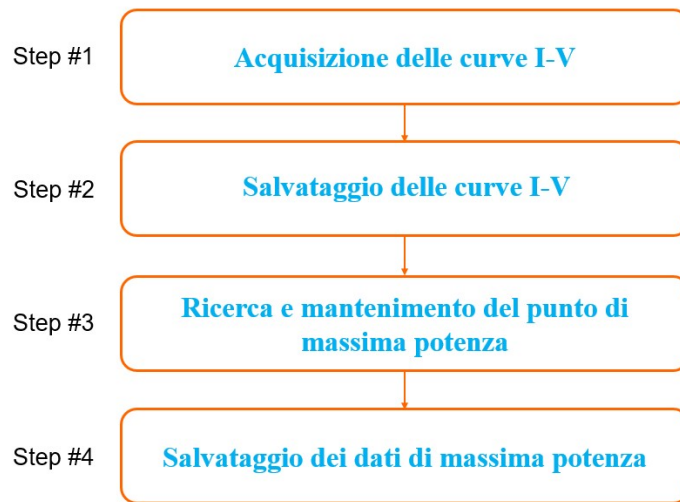


Figura 3.5: Schema del processo di acquisizione e salvataggio dei dati

3.1.2.1 Acquisizione dati moduli in silicio cristallino

Nei moduli in silicio cristallino l'acquisizione delle curve I-V ha una durata di 40 secondi, durante i quali viene tracciata la curva I-V caratteristica. In questi 40 secondi vengono acquisiti 80 punti in *Reverse Voltage*, ovvero si parte dal punto a circuito aperto fino al punto a corto circuito. Quindi i due estremi della curva sono il punto con tensione a circuito aperto, V_{oc} , e corrente nulla ed il punto con la corrente di corto circuito, I_{sc} , e tensione nulla.

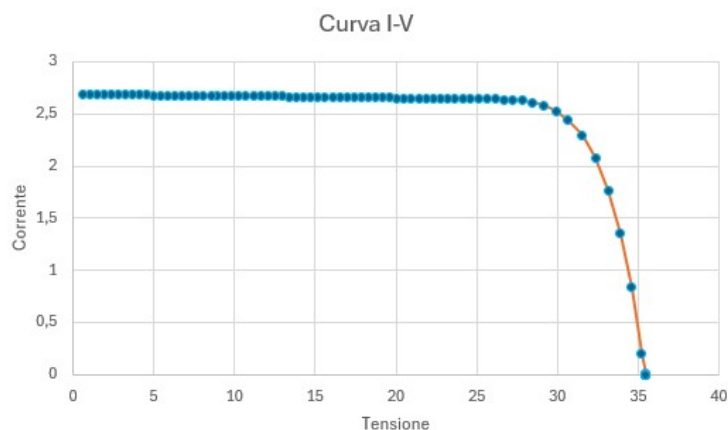


Figura 3.6: Campionamento 80 punti curva I-V moduli cristallini

Come mostrato in figura 3.9, la fase di ricerca e mantenimento del punto di massima potenza è un processo che dura 15 minuti. In particolare, ogni

5 minuti viene effettuata una nuova ricerca del punto di massima potenza in modo da lavorare il maggior tempo possibile nelle condizioni ottimali. Il ciclo completo, ovvero acquisizione della curva I-V e mantenimento del massimo punto di potenza, dura 16 minuti.

Il salvataggio delle curve I-V è strutturato come mostrato in figura 3.7 e dura 5 secondi. Ogni curva salva 80 punti di corrente e tensione ed ai primi 14 punti della curva I-V è abbinato anche il salvataggio dell'irradianza e delle temperature dei moduli, mentre tutti gli altri parametri ambientali sono memorizzati solamente nel primo punto della curva. Dopo aver ottenuto e salvato la curva I-V, si passa alla ricerca del punto di massima potenza e al mantenimento di questa condizione così che il modulo lavori nelle condizioni ottimali.

I dati all'interno dei file relativi al MPP sono strutturati sulla base di tre righe che si ripetono ad ogni nuova ricerca. La prima riga, oltre alle informazioni puramente di nomenclatura dei dati, contiene il salvataggio dei parametri elettrici, dunque potenza, corrente e tensione. La seconda riga è adibita al salvataggio dei parametri ambientali e alle temperature dei moduli. Invece l'ultima riga salva la data e l'orario relativo ai parametri salvati. La struttura del file relativo al MPP è mostrato in figura 3.7.

L'output finale, dopo l'acquisizione e il salvataggio, sono dei file di tipo *.csv*, ovvero dei file di testo, che utilizzano le virgole per separare i dati contenuti all'interno delle singole celle di una tabella. Il nominativo dei file per le curve I-V segue come logica: "tipologiadelmodulo_numero_YYYY-MM-DD_hh_mm_ss". Invece i file relativi al punto di massima potenza sono salvati come: "MPP_tipologiadelmodulo_YYYY_MM_DD". La metodologia di salvataggio appena descritta è mostrato in figura 3.10. Questi file vengono usati successivamente nella GUI creata, la quale viene spiegata successivamente nella sezione relativa alla descrizione dell'interfaccia grafica, capitolo 5.

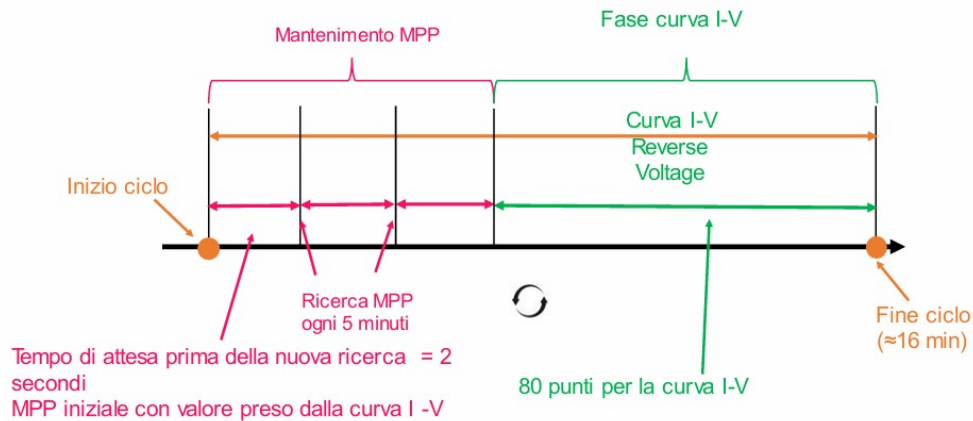


Figura 3.9: Schema delle tempistiche di acquisizione curve I-V e MPP per i cristallini

cSi_3_2024_08_26_21_41_53	26/08/2024 21:41	File con valori sep...	8 KB
cSi_3_2024_08_26_21_57_05	26/08/2024 21:57	File con valori sep...	8 KB
cSi_3_2024_08_26_22_12_16	26/08/2024 22:12	File con valori sep...	8 KB
cSi_3_2024_08_26_23_12_24	26/08/2024 23:12	File con valori sep...	8 KB
MPP_cSi_3_2024_05_09	09/05/2024 22:13	File con valori sep...	16 KB
MPP_cSi_3_2024_05_10	10/05/2024 22:12	File con valori sep...	56 KB
MPP_cSi_3_2024_05_11	11/05/2024 22:11	File con valori sep...	56 KB
MPP_cSi_3_2024_05_12	12/05/2024 22:09	File con valori sep...	56 KB

Figura 3.10: Esempio salvataggio dei file csv

in perovskite. In particolare, per le perovskiti si procede ad una doppia misurazione, prima in *Forward voltage* e poi in *Reverse voltage*, mentre per i cristallini si è misurato solo in *Reverse voltage*. Questo porta dunque ad ottenere due diverse curve I-V per le perovskiti ad ogni misurazione. Nel dettaglio, l'acquisizione delle curve I-V ha una durata di 40 secondi. In questi 40 secondi vengono acquisiti inizialmente due punti in condizione di corto circuito, questi sono seguiti da 40 punti in *Forward Voltage*, ovvero si parte dal punto a corto circuito fino al punto a circuito aperto. Successivamente si acquisisce nuovamente la curva con altri 40 punti però procedendo in *Reverse Voltage* e si conclude con due punti in punti a circuito aperto.

Per i file relativi al funzionamento al massimo punto di potenza, la differenza rispetto ai cristallini è che le misurazioni sono strutturate sulla base di due righe e non tre. In particolare, nella prima riga sono salvate le informa-

zioni relative ai dati elettrici ed atmosferici, mentre la seconda riga contiene le informazioni temporali. Il modulo lavora in condizioni MPP per 15 minuti e lavora con una resistenza costante di 500Ω . Un dettaglio a cui si è prestata particolare attenzione è il fermare le misurazioni prima dell'orario del tramonto. Questo, in particolare, è richiesto dal protocollo di misura per garantire che le misurazioni vengano effettuate mantenendosi al di sopra di valori bassi di irradianza. Per le perovskiti, a differenza di quanto avviene per i moduli cristallini, prima viene acquisita la curva I-V e successivamente il sistema lavora in massima potenza.

La struttura degli output finali è la medesima dei file dei moduli cristallini, ovvero: "tipologiadelmodulo_numero_YYYY_MM_DD_hh_mm_ss" per le curve I-V e "MPP_tipologiadelmodulo_YYYY_MM_DD" per i file dei valori MPP.

3.1.2.3 Interfaccia sul PC di controllo

Come detto precedentemente, il PC di controllo della stazione usa il software LabVIEW, strumento che consente l'immagazzinamento dei dati e la loro lettura in tempo reale. In figura 3.11 si può vedere la struttura dell'interfaccia relativa all'acquisizione dei dati per i moduli cristallini. Nel dettaglio, nell'interfaccia sono mostrati i parametri ambientali come le temperature dei moduli, la temperatura dell'aria e l'irradianza. Inoltre, per le tre diverse tecnologie, l'interfaccia fornisce informazioni relative alla misura periodica della curva I-V e al campionamento del massimo punto di potenza. Invece, nella figura 3.12 è mostrata l'interfaccia relativa all'acquisizione dei dati delle perovskiti, la quale funziona in modo analogo a quella relativa ai moduli in silicio cristallino. La differenza è che in quest'ultima, tramite l'interfaccia, è possibile selezionare tramite una casella di controllo la modalità MPP, ovvero l'utente può selezionare se far funzionare a resistenza costante o con il perturba e osserva. L'utente può selezionare il valore della resistenza costante o in caso funzioni con il perturba e osserva può selezionare la variazione di tensione ad ogni step e le tempistiche. Un'altra aggiunta nella visualizzazione dei risultati per i moduli in perovskite riguarda le informazioni relative all'efficienza e alla potenza, che non vengono invece

mostrate per i moduli cristallini. Queste informazioni vengono analizzate in modo dettagliato tramite l'interfaccia grafica, la cui descrizione è fornita nei capitoli successivi, capitolo 5.

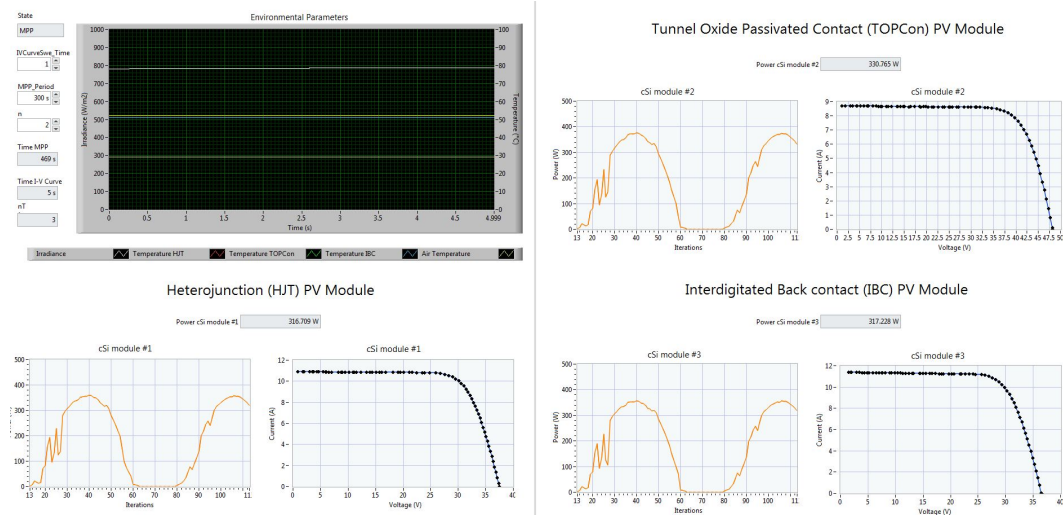


Figura 3.11: Interfaccia sul PC di controllo relativa ai moduli cristallini

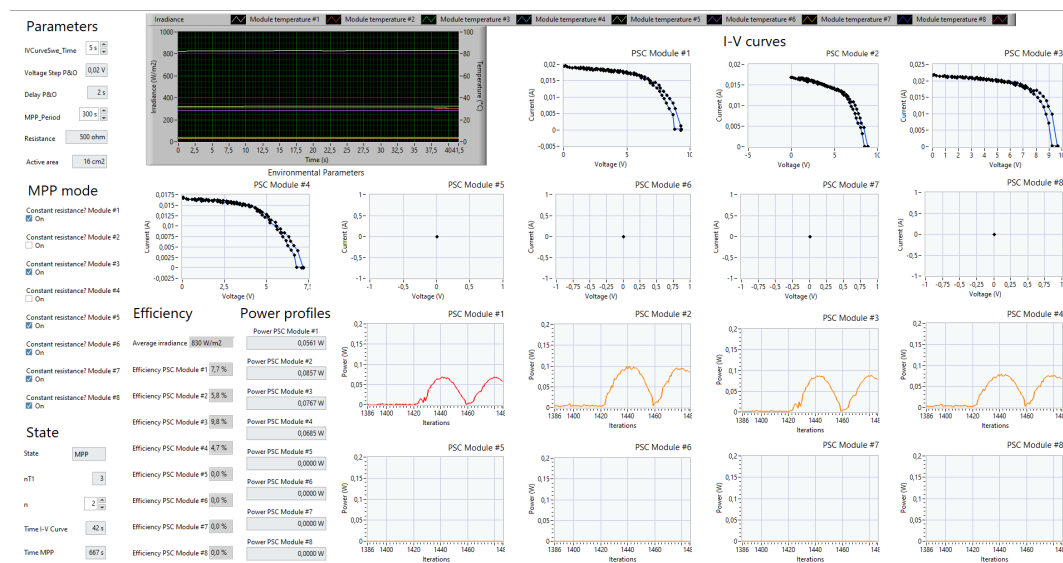


Figura 3.12: Interfaccia sul PC di controllo relativa ai moduli in perovskite

3.1.2.4 Perturba e osserva e resistenza costante

In questa sezione viene brevemente presentata la differenza tra i due metodi MPPT usati.

Il perturba e osserva (P&O) è la tecnica più usata perché è un buon compromesso tra costo e performance. Questa si basa sul variare progressiva-

mente la tensione del carico e verificare la relativa variazione della potenza. Nel dettaglio, se si ottiene un ΔP positivo si continua a variare la tensione nella stessa direzione, in caso contrario, si varia la tensione nell'altra direzione. Questo viene fatto fino al convergere al punto di massima potenza. Nel nostro caso questa tecnica può essere usata per il MPP dei moduli in perovskite ed il ΔV usato è di 0.02 V. Il P&O cerca di massimizzare l'efficienza continuamente anche in condizioni meteorologiche variabili, [1].

La resistenza costante, invece, si basa sull'applicazione di una resistenza fissa, approccio semplice e facile da implementare e che garantisce un comportamento stabile del sistema ma non ottimizza le prestazioni in condizioni meteorologiche variabili. Questa tecnica viene usata per le perovskiti in condizioni di particolare instabilità in cui il P&O fallisce.

3.2 Dispositivi testati

Come anticipato nei capitoli precedenti, è stato scelto di analizzare tre tecnologie di moduli in silicio cristallino ritenute tra le più promettenti per il futuro.

La tecnologia di riferimento e benchmark delle tre tecnologie è il modulo TOPCon. In tabella 3.1 sono mostrati i valori forniti dal datasheet del costruttore per il modulo TOPCon in test, la potenza nominale del modulo è di 450 W.

Dati Elettrici (STC)	
Potenza di picco max (P_{max})	450
Coefficiente termico della potenza massima ($\%/^{\circ}\text{C}$)	-0.30
Efficienza del modulo (%)	22.5

Tabella 3.1: Dati elettrici del TOPCon forniti dal costruttore (STC)

La seconda tecnologia in test è un modulo HJT, la quale è la tecnologia che si sta diffondendo maggiormente sul mercato e da cui ci si aspettano buone performance. Un aspetto di particolare interesse di questa tecnologia è il suo basso coefficiente termico, come mostrato nella tabella 3.2, parametro che descrive la diminuzione della potenza con l'aumento della temperatura. In tabella 3.2 sono mostrati i valori dati dal datasheet fornito dal

costruttore per il modulo HJT in test. Nel dettaglio la potenza nominale del modulo è di 440 W.

Dati Elettrici (STC)	
Potenza di picco max (P_{max})	440
Coefficiente termico della potenza massima ($\%/^{\circ}\text{C}$)	-0.26
Efficienza del modulo (%)	22.5

Tabella 3.2: Dati elettrici del HJT forniti dal costruttore (STC)

La terza tecnologia in test è un modulo IBC avente potenza nominale di 440 W. In tabella 3.3 sono mostrati i valori dati dal datasheet fornito dal costruttore.

Dati Elettrici (STC)	
Potenza di picco max (P_{max})	440
Coefficiente termico della potenza massima ($\%/^{\circ}\text{C}$)	-0.29
Efficienza del modulo (%)	22.5

Tabella 3.3: Dati elettrici del IBC forniti dal costruttore (STC)

Come si può vedere dalle caratteristiche dei moduli mostrate nelle tabelle, si è cercato di testare moduli con la potenza nominale ed efficienza più simili possibili al fine di ottenere un confronto più accurato possibile.

In figura 3.13 è mostrato il setup dei moduli durante il test. In particolare da sinistra a destra sono posizionati: HJT, TOPCon e IBC.



Figura 3.13: Immagine dei moduli in test

3.3 Incertezze di misura

Le incertezze degli strumenti sono state presentate nella sezione 3.1. In questa sezione vengono riassunte le incertezze di ogni strumento per avere una tabella che potrà essere usata successivamente per verificare la validità delle misurazioni e le relative considerazioni da fare. Tutte le incertezze sono fornite dai costruttori tramite le schede tecniche.

Misura	Incertezza
Lettura del piranometro	$\pm 3.5\%$
Lettura della temperatura nei moduli	$\pm 0.24\%$
Lettura di tensione	$\pm 0.25\%$
Lettura di corrente	$\pm 0.25\%$
Lettura di corrente e tensione per correzione ΔV lungo i cavi	$\pm 0.37\%$

Tabella 3.4: Incertezze di misura di ogni strumento della stazione di misura

Conoscendo le incertezze di ogni misurazione è possibile ricavare il valore dell'incertezza globale, err_{tot} , usando la formula 3.3.

$$err_{tot} = \sqrt{\sum_{j=1}^N (err_j)^2} \quad (3.3)$$

Dove:

- N è il numero di strumenti
- err_j è il valore dell'incertezza relativa ad uno strumento j-esimo;

L'incertezza globale della stazione di misura risulta essere circa uguale a $\pm 3.57\%$.

Misura	Incertezza
Stazione di misura sperimentale	$\pm 3.6\%$

Tabella 3.5: Incertezza globale della stazione di misura

3.4 Obiettivi dei test

Nelle sezioni precedenti sono stati mostrati i dispositivi in test e la struttura della stazione, ora vengono presentati gli obiettivi dei test.

Il primo obiettivo è quello di validare sperimentalmente le caratteristiche prestazionali dei moduli fornite dal costruttore tramite i datasheet, le quali sono riferite a condizioni standard, ovvero a test con temperatura di modulo 25 °C ed irradianza 1000 W/m².

Un ulteriore aspetto di interesse è la comparazione tra le produzioni di energia dei prodotti testati, relativamente ai periodi di prova corrispondenti alle campagne sperimentali effettuate, per verificare il possibile vantaggio in termini di resa energetica di una tecnologia rispetto alle altre. Quest'ultima analisi può entrare ulteriormente nel dettaglio indagando gli eventuali benefici delle diverse tecnologie in condizioni lontane da quelle standard, ovvero a temperature diverse da 25 °C o con bassa radiazione solare. Come mostrato in figura 3.14, i moduli FV innovativi rispetto a quelli standard sono caratterizzati da una maggiore efficienza in condizioni standard, un miglior comportamento a temperature maggiori e da prestazioni migliori in condizioni non standard.

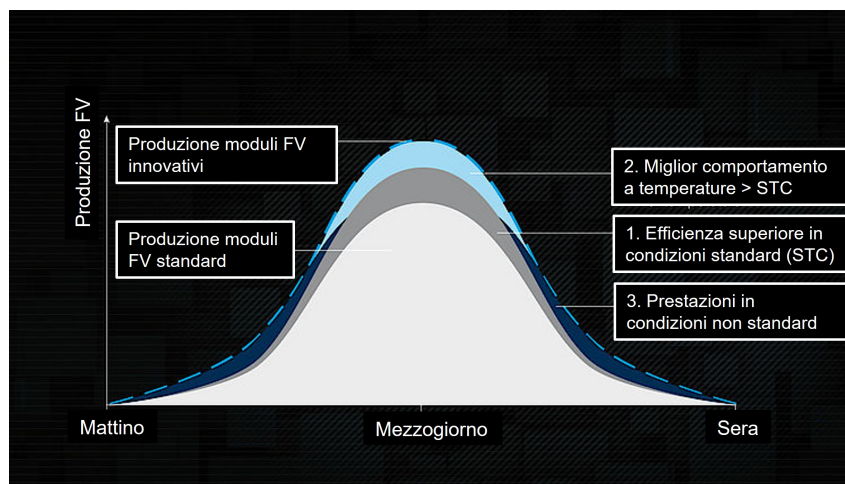


Figura 3.14: Confronto produzione modulo FV standard ed innovativo

Tutti i dati acquisiti e le analisi riguardanti i moduli cristallini sono state presentate e visualizzate grazie allo sviluppo di una interfaccia grafica tra-

mite *App Designer*, che è una feature di Matlab, la quale consente di creare applicazioni grafiche interattive. Per quanto riguarda i moduli in perovskite, non si è approfondita l'analisi in dettaglio, poiché il lavoro di tesi è stato focalizzato sull'analisi dei moduli in silicio cristallino, con l'obiettivo di estrarre il maggior numero di informazioni da questa tecnologia.

Capitolo 4

Definizione test ombreggiamento

L'ombreggiamento è un problema comune nei sistemi fotovoltaici ed è causato principalmente da ostacoli come edifici, alberi o nuvole che portano a perdite significative nella produzione di energia, per cui la possibilità di studiare la risposta di diverse tecnologie a questa condizione operativa risulta di interesse. I principali aspetti da studiare tramite le prove di ombreggiamento sono:

- l'impatto sulla produzione di energia: si possono raggiungere fino al 50% di riduzione di energia con una piccola superficie del modulo ombreggiata;
- hotspot: l'ombreggiamento può portare alla formazione di hotspot che possono danneggiare il modulo;
- diodi di bypass: un ruolo chiave contro questo fenomeno lo svolgono i diodi di bypass, i quali permettono alla corrente di bypassare l'area ombreggiata minimizzando le perdite e gli hotspot.

4.1 Struttura dei moduli e impatto sull'ombreggiamento

La configurazione del modulo e dei diodi di bypass gioca un ruolo chiave contro l'ombreggiamento. Le configurazioni principali sono: moduli con celle intere o moduli a mezze celle.

4.1.1 Moduli con celle intere

Viene preso come esempio il modulo a sinistra mostrato al fondo di questa pagina in figura 4.1. Le 60 celle che costituiscono il modulo sono collegate in serie tra di loro. L'ombra su una cella causa una riduzione di corrente nella stringa ombreggiata, mostrata nel box verde, questo porta ad una perdita di $1/3$ della potenza

4.1.2 Moduli a mezza celle

Viene preso come esempio il modulo a destra mostrato al fondo di questa pagina in figura 4.1. Ogni diodo di bypass è collegato in parallelo a due stringhe, una in alto e una in basso, costituite ognuna da 20 mezze celle. L'ombreggiamento di una cella causa la riduzione di corrente su una stringa mentre l'altra stringa connessa in parallelo non subisce alcuna riduzione, questo porta a perdere $1/6$ della potenza. Quindi con il modulo a mezza celle le perdite di potenza sono dimezzate rispetto al modulo con celle intere. Le tecnologie usate oggi, per questo motivo, sono per la maggior parte moduli a mezza celle.

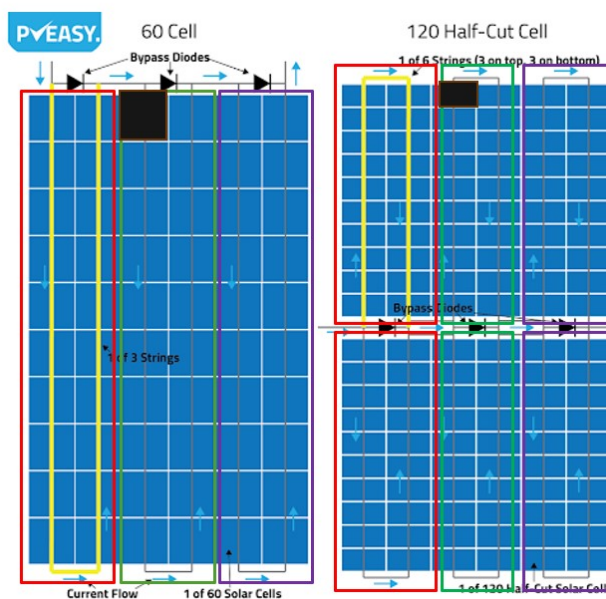


Figura 4.1: Confronto moduli a mezza celle e a celle intere

4.2 Studio metodologie delle prove di ombreggiamento

Si è trovata una tecnologia descritta dal costruttore come particolarmente performante ed ottimizzata per le condizioni di ombreggiamento. Per cui è stato ritenuto di particolare interesse il poter caratterizzare il funzionamento dei moduli in condizione di ombreggiamento. Per fare questo è stata svolta una ricerca bibliografica sulle metodologie di test outdoor atte allo studio delle performance dei moduli ombreggiati.

Il punto chiave di questi test è comprendere in quali condizioni si attivino i diodi di bypass, i quali sono un componente cruciale nella gestione della risposta del modulo fotovoltaico all'ombreggiamento. Nel dettaglio, in caso di ombreggiamento, i diodi di bypass permettono alla corrente di bypassare le celle ombreggiate, evitando che queste limitino l'intero flusso di corrente nel modulo, il quale porterebbe ad una riduzione della potenza del modulo. Durante i test di ombreggiamento, si analizzano le condizioni che portano all'attivazione dei diodi di bypass, come il livello e la distribuzione dell'ombra. Questo viene fatto al fine di capire se qualche tecnologia funzioni meglio in caso di ombreggiamento.

Studiando la letteratura scientifica relativa ai test outdoor sull'ombreggiamento dei moduli sono emerse delle metodologie e delle idee di fondo comuni. In particolare, i materiali principali identificati per ombreggiare i moduli sono: pannelli opachi, pannelli parzialmente opachi oppure griglie oscuranti.

L'approccio più usato per simulare l'ombreggiamento parziale è quello di andare ad ombreggiare artificialmente il numero di celle e le posizioni d'interesse usando una griglia oscurante o un oggetto parzialmente opaco (ombreggiamento parziale) oppure degli oggetti opachi (ombreggiamento totale). Questo metodo è controllabile e ripetibile.

Nel dettaglio, i possibili test identificati per studiare l'ombreggiamento sono:

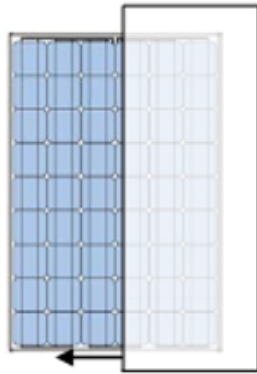


Figura 4.2: Esempio ombreggiamento con griglia oscurante

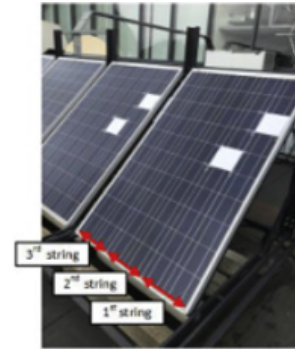


Figura 4.3: Esempio ombreggiamento con pannelli opachi

- Oscurare completamente una cella mediante un oggetto opaco, variando la superficie di ombreggiamento per identificare l'area minima necessaria all'attivazione del diodo di bypass. Il test si conclude quando si osserva una riduzione della potenza di almeno $1/6$ rispetto al valore nominale. Questo procedimento deve essere ripetuto per tutte le celle appartenenti a una stessa colonna, con l'obiettivo di verificare se, a parità di superficie ombreggiata, la posizione della cella influisce sull'attivazione del diodo di bypass;
- Oscurare parzialmente una cella intera utilizzando una griglia oscurante o un oggetto parzialmente opaco, variando la superficie di ombreggiamento per identificare l'area minima necessaria all'attivazione del diodo di bypass, simulando così l'effetto delle nuvole. Il test si conclude quando si osserva una riduzione significativa della potenza, indicando l'attivazione del diodo di bypass;
- Oscurare completamente più celle utilizzando un oggetto opaco, applicando su ciascuna un'area oscurata inferiore a quella identificata nel primo test descritto sopra. L'obiettivo è verificare se, nonostante l'area ridotta, si attivi comunque il diodo di bypass;
- Studiare la relazione tra l'ombreggiamento e la temperatura di modulo.

Ogni test deve essere eseguito su tutte e tre le stringhe di ogni moduo-

lo, per verificarne la coerenza e la consistenza delle caratteristiche tecniche. Riassumendo, i test si concentrano sul trovare la soglia che attiva diodo di bypass con oscuramento totale e non, confrontare gli effetti dell'ombreggiamento distribuito con gli effetti di quello concentrato e analizzare la relazione tra la temperatura di cella e l'ombreggiamento, [12], [13].

4.3 Caratterizzazione del materiale usato per i test

Per i test si è deciso di iniziare usando i pannelli opachi e quelli parzialmente opachi. Il primo passo è stato quello di caratterizzare l'opacità del pannello parzialmente opaco, questo è stato fatto analizzando il rapporto tra l'irradianza misurata dal piranometro quando coperto dal pannello e quando non è coperto. Per fare questo si è prestata attenzione durante a misurazione ad eliminare il contributo dell'irraggiamento diffuso, come mostrato in figura 4.4, in modo da considerare solo l'irraggiamento diretto, che è l'unico utile per la caratterizzazione dell'opacità.

$$opacita'_{pannello} = \frac{G_{con_pannello}}{G_{senza_pannello}} \quad (4.1)$$



Figura 4.4: Immagine della configurazione del piranometro in test ombreggiamento

In questa sessione sperimentale sono stati caratterizzati i materiali usati

e definite le procedure, le quali verranno attuate a partire dalle prossime campagne sperimentali.

Capitolo 5

Software per l'elaborazione e analisi dei dati

Per agevolare la visualizzazione dei risultati e supportare l'analisi dei dati sperimentali è stata sviluppata un'interfaccia grafica. Per creare l'interfaccia è stato usato un ambiente di sviluppo di Matlab chiamato *App Designer*. In particolare, l'interfaccia presenta le seguenti caratteristiche:

- User friendly, ovvero vengono fornite le indicazioni d'uso in modo da essere utilizzabile anche da chi non ha creato l'app.
- Strumento stand alone, quindi non richiede l'installazione di programmi che richiedono licenze in modo da essere usata liberamente da chiunque.
- Flessibile, ovvero è possibile analizzare qualsiasi tipologia di tecnologia o modulo fotovoltaico a patto che venga rispettato il formato dei dati usati come input.

5.1 Struttura generale interfaccia

La struttura e funzionamento dell'interfaccia sono basati sullo schema generale presentato di seguito.

Il primo step è l'importazione dei dati sperimentali dal PC di controllo, quello su cui viene usato *LabVIEW*, all'app. Successivamente i dati importati vengono filtrati al fine di eliminare i dati ottenuti in condizioni non rilevanti, come quelle notturne. Finita la prima fase, sono stati acquisiti i dati sperimentali e si può iniziare con la manipolazione dei dati. Nell'analisi

sono state corrette le curve I-V misurate per portarle in condizioni STC ed estrarre i parametri da confrontare con quelli dati dal costruttore. Inoltre, dai dati sperimentali si è estratto il coefficiente termico e si è confrontato con quello di targa. Come ultimo step si è valutata la resa energetica dei moduli.

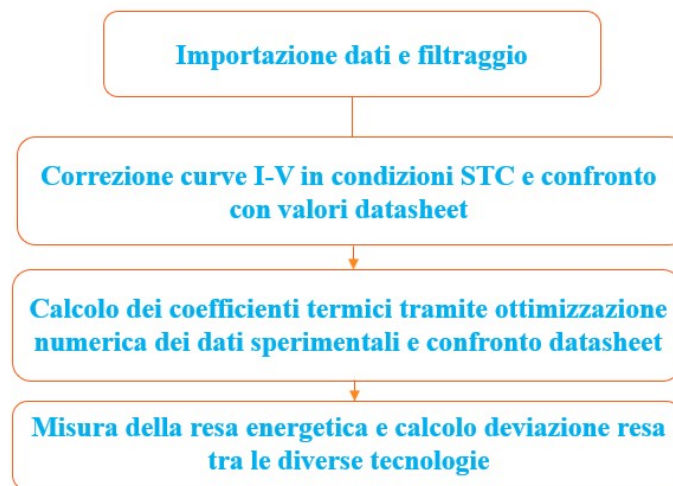


Figura 5.1: Schema generale funzionamento interfaccia

5.2 Importazione dati

L'importazione dei dati ha il compito di acquisire i file in formato *.csv* provenienti dalle misurazioni sperimentali salvati sul PC di controllo. Questi file sono importati in Matlab al fine di essere analizzati. I file da importare vengono selezionati manualmente dall'utente attraverso la finestra a comparsa che si apre. L'utente può scegliere se importare solo i dati relativi alla curve I-V, solo quelli relativi ai dati MPP oppure se importarli entrambi.

L'importazione è stata sviluppata in modo da poter elaborare sia i dati relativi alle misure sperimentali della sessione precedente sia quelli della campagna in corso. Questo ha richiesto lo sviluppo di un'interfaccia capace di leggere file che abbiano diversi formati. In particolare, la campagna passata è caratterizzata da file che usano come separatore decimale la virgola e hanno un sensore di temperatura di cella per ogni modulo. Invece i file della campagna corrente usano come separatore decimale il punto e sono stati usati due sensori di temperatura. La possibilità di selezionare il numero di

sensori di temperatura, il separatore decimale e quale importazione eseguire incrementa la flessibilità dello strumento e dell'analisi permettendo una relativa libertà per future campagne.

Dopo aver eseguito i primi step di inizializzazione dell'importazione si passa alla selezione dei moduli da analizzare. Dopo aver selezionato i moduli, diventa visibile il pulsante "importa dati curva I-V", con il quale è possibile aprire la finestra a comparsa tramite cui vengono selezionati i file .csv da importare.

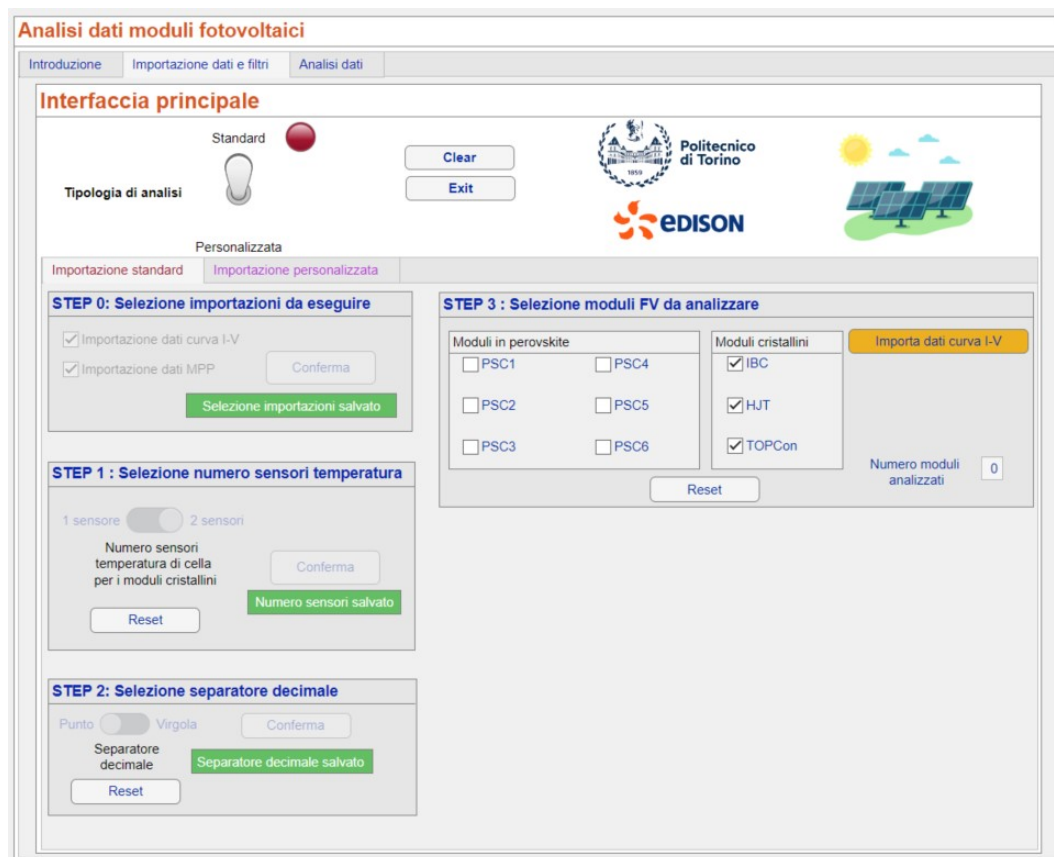


Figura 5.2: Immagine interfaccia importazione standard

Il codice è stato sviluppato per leggere i dati contenuti nei file .csv, estrarli e organizzarli in variabili strutturate. Successivamente, queste variabili vengono salvate in un file .mat. Questo passaggio è fondamentale per convertire i dati in una struttura compatibile con MATLAB, facilitando le successive operazioni di manipolazione e analisi. Le variabili estratte dai file delle curve I-V sono: la data e l'ora, la tensione e la corrente dei punti della curva, l'irraggiamento, la temperatura di cella, la corrente di cortocircuito,

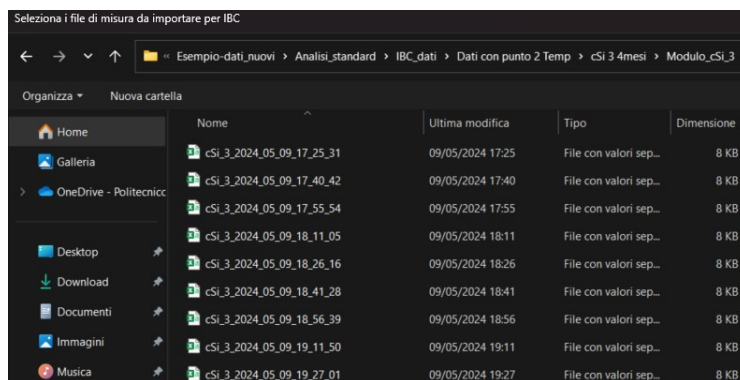


Figura 5.3: Finestra a comparsa per la selezione dei file .csv

la tensione di circuito aperto, la potenza massima della curva I-V, la tensione e la corrente relativi al punto di massima potenza della curva e i parametri ambientali. Mentre le variabili estratte dai file MPP sono: la data e l'ora, la tensione, la corrente, l'irraggiamento, la temperatura di cella e la potenza. Tutte queste variabili sono quelle relative al funzionamento al massimo punto di potenza. Le variabili sopra acquisite sono quelle relative ai moduli cristallini, per i moduli in perovskite l'unica differenza è nell'aggiunta dell'acquisizione della temperatura relativa alla sonda K.

5.2.1 Importazione moduli standard o personalizzata

L'importazione dei dati è stata sviluppata in modo da essere flessibile. Per garantire ciò sono state predisposte due modalità di importazione: una standard e una personalizzata. La selezione della modalità di importazione viene fatta attraverso un interruttore nominato *"Tipologia di analisi"*, come mostrato in figura 5.3.

L'importazione standard è pensata per importare i dati relativi alla sessione dell'anno corrente, ovvero da maggio 2024 fino a novembre 2024. Questa modalità velocizza l'analisi poiché il nome e il numero dei moduli sono già impostati e bisogna soltanto selezionare con un flag i moduli di cui si è interessati a fare l'importazione. La configurazione dell'interfaccia per l'importazione standard è mostrata in figura 5.3.

Invece, l'importazione personalizzata fornisce una maggiore flessibilità di analisi poiché si è liberi di inserire il numero dei moduli da analizzare e il

loro nome. In questo modo si può importare dati da sessioni passate o future. Inoltre, se necessario, è possibile inserire il valore della resistenza della linea usata per la correzione dei dati acquisiti tenendo conto della caduta di tensione, come spiegato nella sezione 3.1.1. La schermata dell'interfaccia relativa all'importazione personalizzata è mostrata in figura 5.4.

Figura 5.4: Immagine interfaccia importazione personalizzata

5.2.2 Calcolo R_s e R_{sh}

Una volta acquisiti i dati delle curve I-V si calcolano la resistenza in serie R_s e la resistenza di shunt R_{sh} . Queste due resistenze, come spiegato nella sezione 1, caratterizzano il comportamento elettrico del sistema. La R_{sh} rappresenta le perdite di corrente attraverso vie alternative all'interno del modulo fotovoltaico, quindi misura le perdite dovute a cortocircuiti interni o difetti nei materiali. La R_s è dovuta a fattori interni al modulo come la resistenza dei materiali conduttori e dei semiconduttori all'interno delle celle. Idealmente la R_s dovrebbe avere un valore più basso possibile mentre la R_{sh}

il più elevato possibile. Riassumendo, la resistenza in serie modella le perdite di tensione e di potenza all'interno del modulo, dovute ai materiali e ai contatti elettrici. Mentre la resistenza di shunt modella le perdite di corrente dovute a difetti o a cortocircuiti.

La resistenza di shunt viene calcolata usando un modello lineare che approssima la relazione tra tensione e corrente in condizioni di corto circuito. Nel dettaglio, dopo aver identificato un range di punti in condizioni vicine a quelle di corto circuito, si estraggono una serie di dati di tensione e corrente in questo range. Successivamente viene eseguito un fit lineare tramite la funzione di Matlab *polyfit*. Il fit lineare fornisce i coefficienti di una retta del tipo $I = mV + q$, dove m è la pendenza e q è l'intercetta con l'asse delle correnti. Il risultato di questa funzione è un vettore con due valori: il primo è m mentre il secondo è q . La corrente di cortocircuito è possibile calcolarla conoscendo i valori dell'intercetta con l'asse delle correnti, ovvero q , equazione 5.2. La resistenza di shunt è definita come l'inverso della pendenza della retta, equazione 5.3.

$$I = mV + q \quad (5.1)$$

$$I_{sc} = q \quad (5.2)$$

$$R_{sh} = -\frac{1}{m} \quad (5.3)$$

Il calcolo della resistenza in serie avviene in modo analogo al calcolo della resistenza di shunt, con la differenza che si lavora in un range vicino alla tensione di circuito aperto e non in condizioni di corto circuito. Si usa sem-

pre la funzione *polyfit*. La resistenza in serie è inversamente proporzionale alla pendenza della retta *m* calcolata con *polyfit*, equazione 5.5.

$$V_{oc} = -\frac{q}{m} \quad (5.4)$$

$$R_s = -\frac{1}{m} \quad (5.5)$$

R_s viene usata successivamente nella correzione delle curve I-V in condizioni STC.

Dopo aver importato i dati e calcolato le due resistenze, si salvano le variabili sopra elencate in un file *.mat* nominato "*nomemodulo_variabili_data inizio acquisizione_data fine acquisizione*" per le curve I-V, mentre per i file MPP si salvano come "*nomemodulo_mpp_data inizio acquisizione_data fine acquisizione*"

Name ^	Size	Bytes	Class
G_IBC	14x1563	175056	double
I_IBC	80x1563	1000320	double
Impp_IBC	1x1563	12504	double
Isc_IBC	1x1563	12504	double
Pmax_IBC	1x1563	12504	double
Pressure_IBC	1x1563	12504	double
Relative_humidity_IBC	1x1563	12504	double
Rs_IBC	1x1563	12504	double
Rsh_IBC	1x1563	12504	double
T_air_IBC	1x1563	12504	double
Tc2_IBC	14x1563	175056	double
Tc_IBC	14x1563	175056	double
V_IBC	80x1563	1000320	double
Vmpp_IBC	1x1563	12504	double
Voc_IBC	1x1563	12504	double
data_IBC	1x1563	12504	datetime
v_wind_IBC	1x1563	12504	double

Name ^	Size	Bytes	Class
G_IBC_MPP	1x4242	33936	double
I_IBC_MPP	1x4242	33936	double
P_IBC_MPP	1x4242	33936	double
Pressure_IBC_MPP	1x4242	33936	double
Relative_humidity_IBC_MPP	1x4242	33936	double
T_air_IBC_MPP	1x4242	33936	double
Tc2_IBC_MPP	1x4242	33936	double
Tc_IBC_MPP	1x4242	33936	double
V_IBC_MPP	1x4242	33936	double
data_IBC_MPP	1x4242	67910	datetime
v_wind_IBC_MPP	1x4242	33936	double

Figura 5.6: Acquisizione variabili MPP in MATLAB

Figura 5.5: Acquisizione variabili curve I-V in MATLAB

5.2.3 Visualizzazione temperature di cella

Dopo l'acquisizione dei dati, prima della successiva operazione di filtraggio, si apre automaticamente un'interfaccia secondaria nella quale viene mostrato l'andamento della temperatura di cella nel tempo delle diverse tecnologie. Questo è un primo strumento per identificare facilmente e visivamente la presenza di un errore nell'acquisizione dei dati. Inoltre, nel caso in cui nella campagna in analisi si stiano usando due sensori di temperatura, è possibile selezionare quale temperatura di cella usare per il filtraggio dei dati successivo, come mostrato in figura 5.7. Le opzioni sono dunque: usare la temperatura della prima sonda P100, usare la temperatura della seconda PT100 oppure usare una media delle due temperature di cella misurate. Questo approccio garantisce una maggiore flessibilità, permettendo di proseguire l'analisi anche nel caso in cui un sensore presenti problemi, mentre l'altro continua a funzionare correttamente.

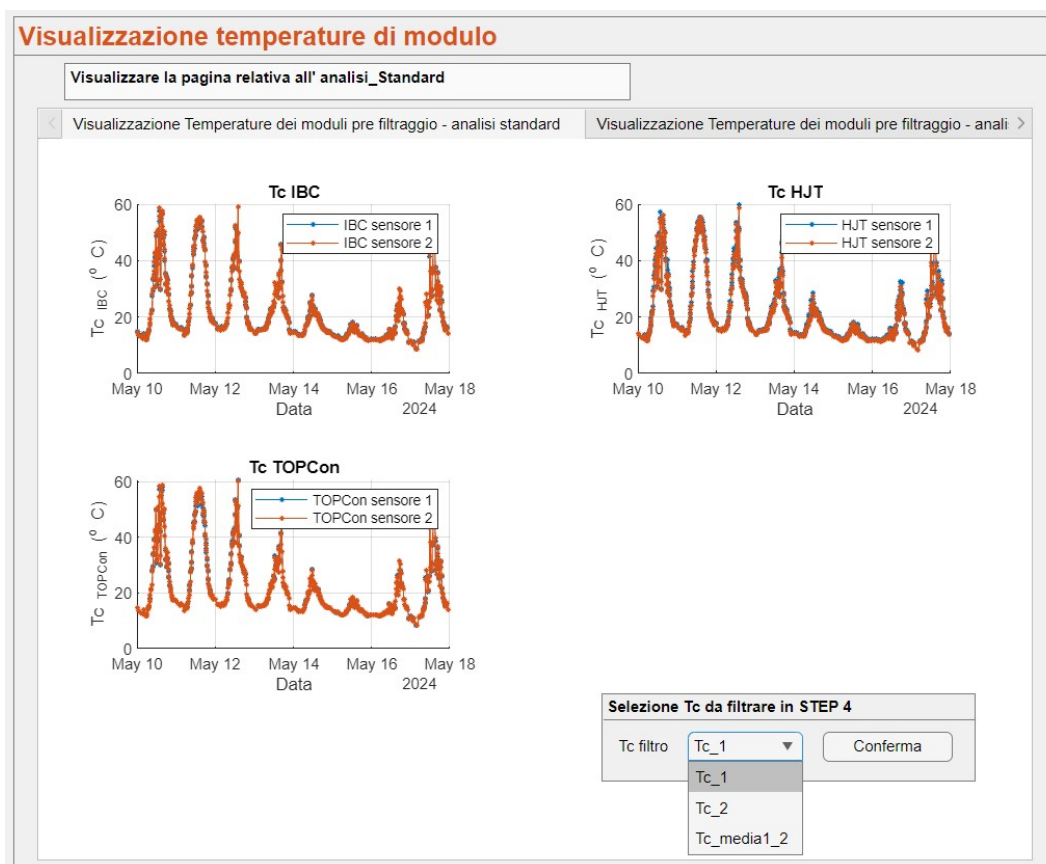


Figura 5.7: Immagine interfaccia secondaria visualizzazione temperature di cella

5.3 Filtraggio

Vista la grande quantità di dati acquisiti il filtraggio dei dati risulta necessario. Questo serve a garantire che le analisi riflettano accuratamente le prestazioni del sistema in condizioni reali, eliminando distorsioni o anomalie. In particolare si vanno a rimuovere dati anomali raccolti dovuti a malfunzionamenti temporanei dei sensori, a condizioni meteorologiche estreme o ombreggiature. Il filtraggio consente di rimuovere questi valori irrealistici garantendo l'affidabilità dell'analisi. Un'altra motivazione di filtrare i dati è il normalizzare i dati ambientali, i quali fluttuano continuamente, rendendo possibile il confronto tra moduli testati in condizioni simili o tra periodi diversi di analisi. Inoltre, il filtraggio garantisce la possibilità di focalizzare l'analisi in determinate condizioni di irradianza o temperatura.

I filtri usati sono gli stessi per i moduli cristallini e quelli in perovskite ma i valori dei filtri delle due tecnologie sono indipendenti tra loro e possono essere impostati tramite l'interfaccia, come mostrato in figura 5.8. Le grandezze filtrate sono relative alle acquisizioni delle curve I-V e sono nello specifico: l'irradianza, la temperatura di modulo e la velocità del vento. Nel dettaglio, i filtri usati sono:

- Errore quadratico medio normalizzato sull'irradianza ($NRMSE_G$) massimo

$$NMRSE_G = \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{G_j - G_m}{N-1} \right)^2}}{G_m} \cdot 100 < 2\% \quad (5.6)$$

Dove:

- n è il numero di grandezze acquisite;
- G_m (W/m^2) è l'irradianza media;
- G_j (W/m^2) è l'irradianza j -esima;
- Errore quadratico medio normalizzato sulla temperatura ($NRMSE_T$)

massimo

$$NMRSE_T = \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{T_j - T_m}{N-1} \right)^2}}{T_m} \cdot 100 < 3\% \quad (5.7)$$

Dove:

- n è il numero di grandezze acquisite;
 - T_m (W/m^2) è la temperatura media;
 - T_j (W/m^2) è la temperatura j -esima;
- Velocità del vento massima

$$Vel_{vento} < 5m/s \quad (5.8)$$

- Irradianza minima

$$G_{cristallini} > 50 \frac{W}{m^2} \quad (5.9)$$

$$G_{perovskiti} > 200 \frac{W}{m^2} \quad (5.10)$$

I valori usati per i filtri sono i medesimi della sessione precedente di misurazioni al fine di poter confrontare le tecnologie misurate nelle due campagne. Nella campagna precedente si era deciso di optare per un'irradianza minima di $50 W/m^2$ per i moduli in silicio cristallino in modo da eliminare le misure acquisite durante la notte, momento in cui la stazione rimane connessa ad acquisire dati che però risultano ininfluenti ai fini dell'analisi. Per i moduli in perovskite si sono filtrati i valori in modo più stringente rispetto ai moduli in silicio. Nel dettaglio il valore di irradianza minima usato è di $200 W/m^2$ sempre per il fatto di essere fedeli ai valori usati nella sessione

precedente di misure.

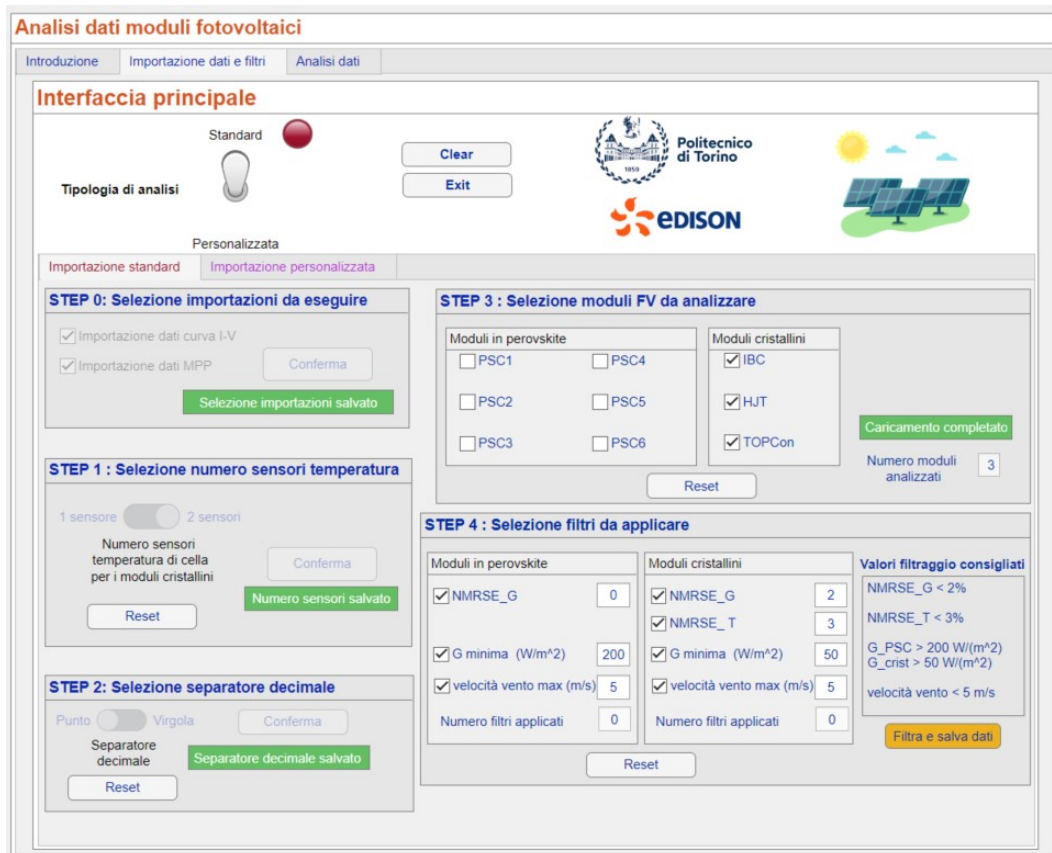


Figura 5.8: Immagine interfaccia filtraggio dati

Nel filtraggio si parte dai file *.mat* relativi ai dati acquisiti, i quali sono stati spiegati precedentemente nella sezione 5.2. L'output di del filtraggio è un file *.mat* nominato come "nomemodulo_variabili_filtrate_data inizio acquisizione_data fine acquisizione" il quale contiene le variabili filtrate.

Nel dettaglio, nella campagna analizzata il lavoro di filtraggio ha permesso di passare da circa 33 mila dati a circa 18 mila. Per cui l'efficienza del filtro risulta essere del 57%.

5.4 Correzione curve I-V in condizioni STC

Da qui in avanti le procedure descritte sono relative solo ai moduli in silicio cristallino, mentre per i moduli in perovskite ci si è fermati al filtraggio dei dati.

Una volta filtrati i dati, lo step successivo è correggere le curve I-V misurate portandole in *Standard Test Condition* (STC). Questo processo viene eseguito poiché il costruttore fornisce, tramite i datasheet, i parametri delle tecnologie in condizioni STC. In questo modo, è possibile confrontare i parametri forniti con quelli misurati, garantendo che il confronto avvenga nelle stesse condizioni.

La metodologia di correzione usata segue la normativa europea CEI EN IEC 60891, [14], la quale si riferisce ai metodi di regolazione delle caratteristiche di corrente-tensione (I-V) dei moduli fotovoltaici per tener conto della temperatura e dell'irradianza. Questa correzione agisce sulle curve I-V misurate a temperature diverse dalla temperatura di riferimento ($T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$) e/o ad irradianze diverse da quella di riferimento ($G_{STC} = 1000\text{W}/\text{m}^2$). Nel dettaglio, si procede a correggere ogni punto della curva caratteristica tramite le seguenti equazioni:

$$I_{STC} = I_{mis} + I_{sc,mis} \cdot \left(\frac{G_{STC}}{G_{mis}} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_{STC} - T_{mis}) \quad (5.11)$$

$$V_{STC} = V_{mis} - R_{s,mis} \cdot (I_{STC} - I_{mis}) - k \cdot I_{STC} \cdot (T_{STC} - T_{mis}) + \beta \cdot (T_{STC} - T_{mis}) \quad (5.12)$$

Dove:

- I_{STC} (A) è la corrente corretta in condizioni STC;
- I_{mis} (A) è la corrente misurata;
- $I_{sc,mis}$ (A) è la corrente in condizioni di corto circuito misurata;
- $G_{STC}(\frac{\text{W}}{\text{m}^2})$ è l'irradianza di riferimento in condizioni STC;
- $G_{mis}(\frac{\text{W}}{\text{m}^2})$ è l'irradianza misurata;
- $\alpha(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}})$ è il coefficiente termico per la corrente;
- $T_{STC}(^{\circ}\text{C})$ è la temperatura di riferimento in condizioni STC;
- $T_{mis}(^{\circ}\text{C})$ è la temperatura del modulo misurata;

- V_{STC} (V) è la tensione corretta in condizioni STC;
- V_{mis} (V) è la tensione misurata;
- $R_{s,mis}$ (Ω) è la resistenza in serie ottenuta dalle curve misurate.
- k (-) è un fattore di correzione pari a 0.002;
- $\beta(\frac{\%}{\circ C})$ è il coefficiente termico per la tensione;

Nel dettaglio, la normativa, per ridurre al minimo la correzione, richiede di correggere una curva I-V in una giornata soleggiata nei primi giorni della campagna. Dunque, il codice scritto in Matlab va a correggere solo le curve I-V in condizioni vicine a quelle in STC. Le condizioni da rispettare per correggere la curva è che la $R_{s,mis}$ sia compresa tra 0 e 1, e che la G_{mis} sia compresa tra 950 e 1050 W/m^2 . Una volta corrette le curve I-V si calcolano i parametri da confrontare con quelli dati dal costruttore. Sono state salvate tutte le curve corrette che rispettano le due condizioni precedentemente descritte, ma i parametri sono estratti solamente dalle prime tre curve I-V consecutive che rispettano le due condizioni sopra. Dunque, si salvano tre curve I-V corrette da cui si ottengono tre valori per ogni parametro, dai quali si ottengono i valori medi che sono i valori confrontati con quelli del data-sheet. Nel dettaglio, i parametri estratti per essere confrontati con quelli di targa sono: P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , Efficienza, Fill Factor.

Dove:

- Fill factor = $\frac{P_{max}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$
- Efficienza = $\frac{P_{max}}{G_{STC} \cdot A}$

I risultati del confronto sono riportati nella tabella mostrata in figura 5.9, la quale viene discussa successivamente nel capitolo dei risultati, capitolo 6. Tramite il pulsante *salva tabelle parametri STC* è possibile salvare la tabella in file .csv nominato "*Parametri_STC_data inizio acquisizione_data fine acquisizione*" e viene salvata nella cartella dedicata ai risultati.

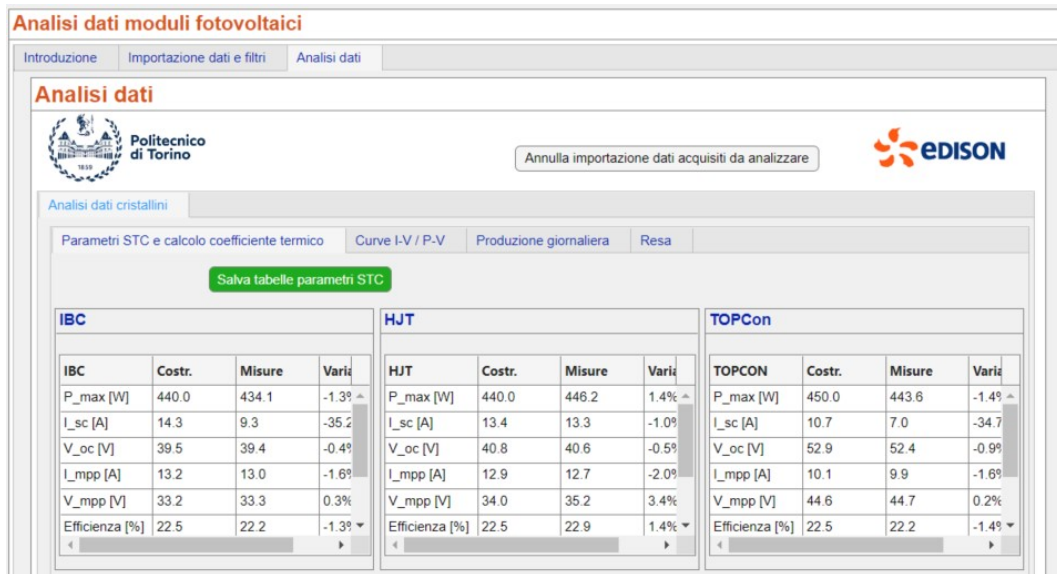


Figura 5.9: Immagine interfaccia tabelle parametri STC

5.5 Calcolo coefficienti termici e modello ottimizzato per la stima di potenza

Nel codice si è creata una funzione che tramite un modello numerico di ottimizzazione lineare calcola il coefficiente termico per la potenza (γ). Viene calcolato il γ sperimentale in modo da poterlo confrontare con quello dato dal costruttore tramite il datasheet, e viene riportato nella tabella mostrata in figura 5.9, come fatto nella sezione precedente con gli altri parametri. La funzione usa come input: P_{STC} , G_{mis} , T_c , P_{mis} , γ_{costr} . Si vuole ottimizzare il coefficiente termico usando la seguente formula:

$$P_{modello} = P_{STC} \times \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \times (1 + \gamma \times (T_c - T_{STC})) \quad (5.13)$$

Dove: $G_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$ e $T_{STC} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Confrontando i dati del modello con i dati di potenza misurati (P) e utilizzando la funzione *lsqcurvefit* si trova il valore ottimale del coefficiente termico. L'obiettivo di questa ottimizzazione è minimizzare la differenza tra la potenza stimata dal modello e quella misurata. Per valutare questa differen-

za, e dunque l'accuratezza del modello, è stato calcolato l'errore quadratico medio per il modello ottimizzato usante i dati sperimentali e per il modello ottimizzato usante i dati del costruttore. La formula per il calcolo dell'errore quadratico medio è la seguente:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_{\text{misurato},j} - P_{\text{stimato},j})^2} \quad (5.14)$$

Dove:

- n è il numero di dati osservati;
- $P_{\text{misurato},j}$ è il valore misurato della potenza al punto j ;
- $P_{\text{stimato},j}$ è il valore stimato della potenza al punto j ;

Gli output della funzione sono:

- $\gamma_{\text{ottimizzato}} (\frac{\%}{\text{C}})$ è il valore ottimizzato del coefficiente termico gamma, ottenuto attraverso l'ottimizzazione numerica;
- $P_{\text{max,modello}}$ (W) è la potenza stimata usando il valore del $\gamma_{\text{ottimizzato}}$;
- $P_{\text{max,modello,costruttore}}$ (W) è la potenza stimata usando il valore di gamma del datasheet;
- RMSE (W) è l'errore quadratico medio tra la potenza calcolata dal modello ottimizzato e la potenza misurata effettivamente dal sistema;
- $\text{RMSE}_{\text{costruttore}}$ (W) è l'errore quadratico medio tra la potenza calcolata utilizzando il valore di gamma del costruttore e la potenza misurata;

Nel dettaglio, RMSE rappresenta la precisione del modello ottimizzato, mentre $\text{RMSE}_{\text{costruttore}}$ rappresenta la precisione del modello basato sui dati del costruttore.

Quindi la funzione crea ottimizza il coefficiente termico utilizzando i dati sperimentali di irradianza e temperatura al fine stimare la potenza massima del modulo fotovoltaico. Il processo confronta la potenza prevista dal modello ottimizzato con quella reale e quella indicata dal costruttore, e

fornisce una valutazione della precisione tramite il calcolo degli errori.

5.6 Curve I-V

Dopo aver corretto le curve portandole in condizione STC, come spiegato nella sezione 5.4, si vuole visualizzare tramite un grafico la curva I-V corretta. Nel dettaglio, si è fatto il grafico della prima delle tre curve I-V consecutive corrette perché non è possibile fare la media di tre curve I-V, mentre lo era per i parametri. Quindi in questo caso si valuta solo la prima curva, mentre per estrarre i parametri si erano usate tutte e tre le curve consecutive. Oltre alle curve I-V, vengono anche mostrati i grafici delle curve P-V.

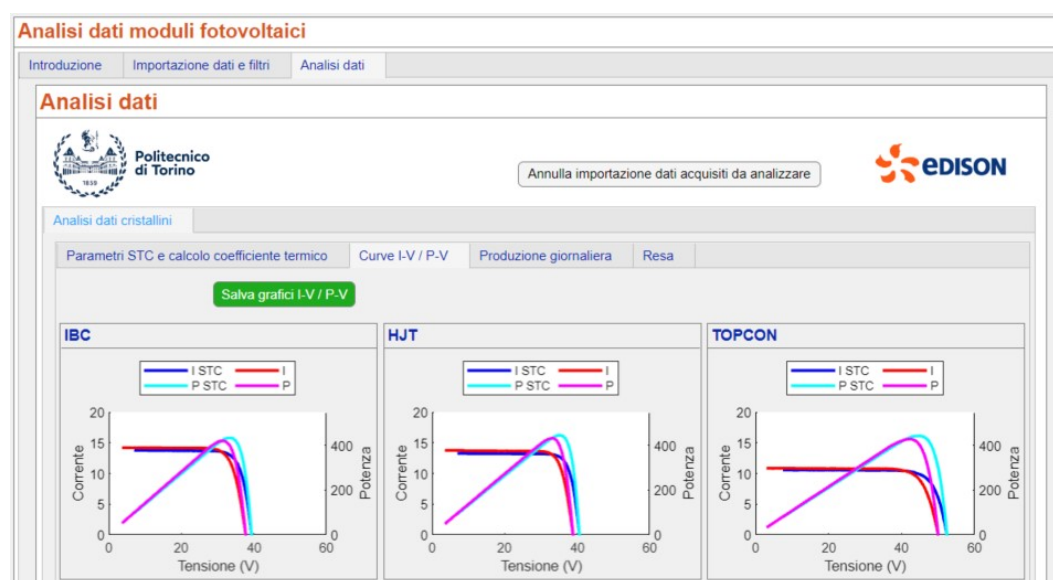


Figura 5.10: Immagine interfaccia grafico curve I-V

In figura 5.10 è mostrata la visualizzazione delle curve I-V. Nel dettaglio, viene mostrata la curva I-V non corretta e la stessa curva I-V ma corretta, in modo a vedere l'effetto della correzione. Come per le tabelle sui parametri, anche qui è possibile salvare i risultati, ovvero i grafici, premendo il pulsante *salva grafici I-V/P-V*. I grafici sono salvati come file .png nominati "nomemodulo_data inizio acquisizione_data fine acquisizione" nella cartella apposita dedicata ai risultati. I risultati vengono successivamente discussi nel capitolo apposito: capitolo 6

5.7 Misura della resa energetica

Per il calcolo della resa energetica si usano i dati dei file MPP. Nello specifico, è stata ipotizzata la potenza come costante per circa 5 minuti, ovvero il tempo tra le due misure dei massimi punti di potenza. L'energia totale, dunque la resa, è data dalla sommatoria dell'energia in questi intervalli di circa 5 minuti, come mostrato nell'equazione 5.15.

$$\text{Resa} = \int_{j=1}^n P_{\max,j} \cdot \Delta t_j \quad (5.15)$$

Dove:

- n è il numero di intervalli in cui sono calcolati i punti di massima potenza;
- $P_{\max,j}$ (kW) è la potenza massima considerata come costante nell'intervallo j -esimo;
- Δt_j (h) è l'intervallo di tempo j -esimo tra una misura del massimo punto di potenza e l'altra

Nel calcolo della resa, è stato tenuto conto degli effetti degli ombreggiamenti filtrando i dati compromessi da questo fenomeno. Tale approccio è stato adottato per garantire una comparazione equa tra i diversi moduli fotovoltaici. Di conseguenza, l'analisi non fornisce una valutazione quantitativa della resa complessiva nel periodo considerato, ma rimane valida per confrontare le performance relative dei moduli.

Oltre alla resa misurata sperimentalmente, ovvero quella spiegata sopra, è stata calcolata la resa tramite il modello ottimizzato spiegato nella sezione 5.5. In particolare, questo modello, partendo dai dati del costruttore, calcola la potenza massima prevista in funzione delle condizioni ambientali. La formula usata per fare questo è la formula 5.13. La resa energetica relativa al modello usa la stessa formula usata per il calcolo della resa energetica sperimentale, formula 5.15, con l'unica differenza dell'uso della potenza calcolata

dal modello e non di quella misurata sperimentalmente.

Nell'interfaccia, nella pagina *Produzione giornaliera* è presente un grafico che mostra l'andamento della potenza giornaliera nella data selezionata nella sezione *Configurazione plot*. Inoltre, in quest'ultima sezione, oltre alla data, è possibile selezionare se mostrare le potenze massime relative ai file delle curve I-V o le potenze relative ai file MPP.

Essendo le potenze nominali dei moduli non uniformi tra loro, il grafico che fornisce maggiori informazioni è il grafico che mostra le ore equivalenti, che si calcolano con la seguente equazione:

$$ore_equivalenti = \frac{Resa}{P_{max,datasheet}} \quad (5.16)$$

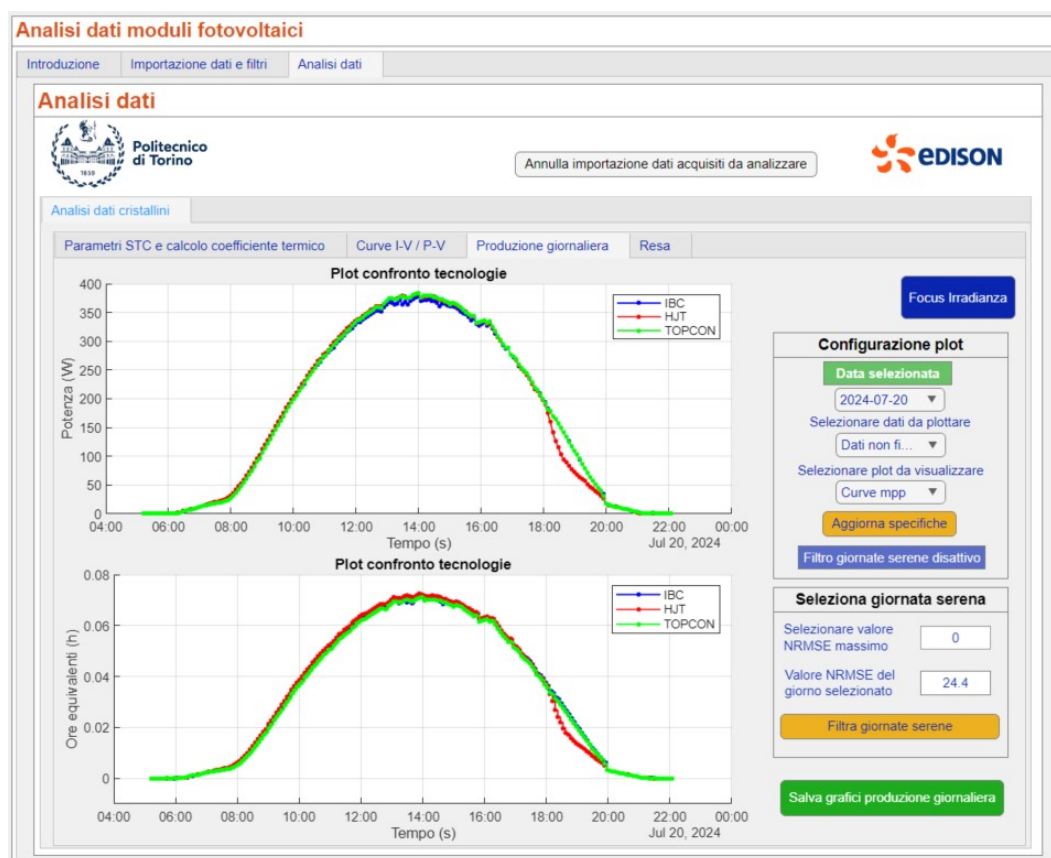


Figura 5.11: Immagine interfaccia grafico potenza e ore equivalenti

Nei grafici mostrati in figura 5.11 sono state usate le potenze sperimentali

tali e non quelle trovate tramite modello. Il grafico delle ore equivalenti può essere salvato in una cartella apposita premendo il pulsante *Salva grafici produzione giornaliera*, nel dettaglio sono salvati come: *"ore_equivalenti_data selezionata"*.

Inoltre, tramite il pulsante *Filtra giornate serene* è possibile filtrare le giornate in analisi in base all'irradianza misurata, quindi è possibile filtrare le giornate soleggiate. Nel dettaglio, il codice Matlab usa i dati di irradiazione solare di giornate specifiche, confronta questi dati con un modello teorico di irradiazione, ovvero una parabola, e calcola l'errore quadratico medio normalizzato (NRMSE). Le giornate che hanno un errore inferiore a un valore soglia impostato manualmente sono considerate "serene" e non vengono filtrate rimanendo selezionabili nella sezione di configurazione dei plot. La formula usata per il calcolo di NRMSE è la seguente:

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (y_{reale,j} - y_{fittato,j})^2}}{\max(y_{reale}) - \min(y_{reale})} \cdot 100 \quad (5.17)$$

Dove:

- $y_{reale,i}$ è il valore reale dell'irradianza misurata per il punto j .
- $y_{fittato,i}$ è il valore fittato del modello per il punto j .
- n è il numero di punti dati.
- $\max(y_{reale})$ e $\min(y_{reale})$ sono i valori massimo e minimo dell'irradianza reale.

Un'altra caratteristica dell'interfaccia è la possibilità di aprire una seconda interfaccia tramite il pulsante *Focus irradianza*, la quale fa un approfondimento sull'irradianza andandone a mostrare l'andamento giornaliero della data selezionata. Per cui è possibile selezionare una data e vedere l'andamento dell'irradianza giornaliera.

Inoltre, nella pagina *Resa* vengono mostrate le tabelle relative alla resa energetica delle tecnologie in analisi. In particolare, viene mostrata la resa

di tutto il periodo in analisi e la resa giornaliera del giorno selezionato nella pagina *Produzione giornaliera*. In queste tabelle vengono riportati i valori della resa misurata sperimentalmente e quelli previsti dal modello. Viene inoltre calcolata la differenza tra la resa sperimentale e quella prevista dal modello, al fine di valutare la precisione del modello. Oltre alla resa, sono state analizzate anche le ore equivalenti, sia sperimentali che quelle previste dal modello. Viene anche mostrata la deviazione delle ore equivalenti sperimentali e del modello delle tecnologie IBC e HJT rispetto alla tecnologia di benchmark, ovvero il modulo TOPCon. Le tabelle possono essere salvate in una cartella apposita premendo il pulsante *Salva tabella resa totale* o *Salva tabella resa giornaliera*, nel dettaglio sono salvate rispettivamente come: *"Tabella_resa_totale_data inizio acquisizione_ data fine acquisizione"* o *"Tabella_resa_giornaliera_data giorno"*.

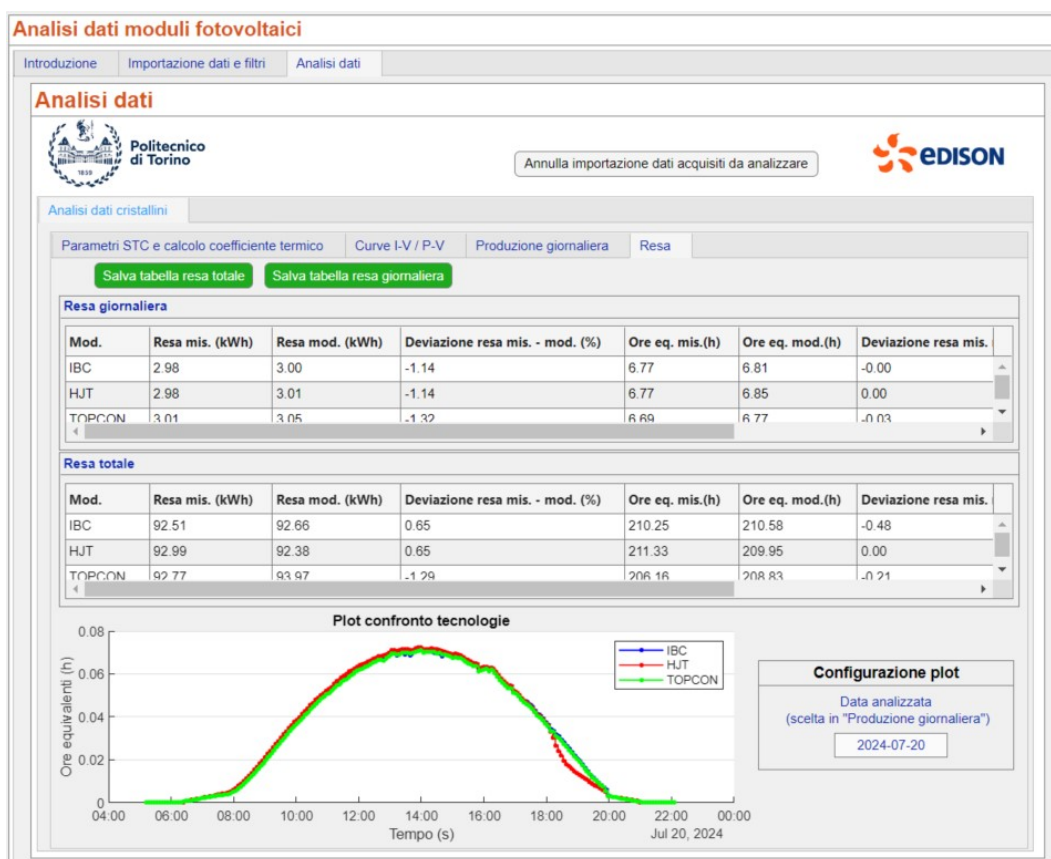


Figura 5.12: Immagine interfaccia tabelle resa

Capitolo 6

Risultati

In questo capitolo vengono presentati i principali risultati ottenuti dall'analisi dei test sperimentali della campagna in corso. L'analisi dei risultati è stata eseguita utilizzando lo strumento sviluppato e presentato precedentemente; in particolare, l'analisi è composta da due diverse sezioni. La prima riguarda la correzione delle curve I-V misurate nelle condizioni STC e il confronto dei parametri elettrici ottenuti con quelli dati dal costruttore. Nella seconda parte delle analisi viene analizzata la resa energetica sperimentale dei moduli in test e questa viene confrontata con la stima fornita da un modello semi-empirico. Nel dettaglio, la resa viene analizzata in diverse condizioni ambientali ed in diversi periodi temporali al fine di studiare l'effetto delle condizioni meteorologiche e spettrali sulle prestazioni delle diverse tecnologie.

6.1 Correzione delle curve I-V e valutazione dei parametri in condizioni STC

Il costruttore fornisce il datasheet e questi parametri servono come riferimento per le prestazioni teoriche del modulo. Dunque, si vuole confrontare i parametri teorici con quelli estratti dalle misure sperimentali. Per fare questo si devono correggere le curve I-V misurate per portarle in condizioni STC, ovvero quelle a cui il costruttore fornisce i valori del datasheet. La metodologia è stata spiegata precedentemente nella sezione 5.4.

I parametri sperimentali sono stati estrapolati in tre diversi istanti temporali: all'inizio, a metà e alla fine della campagna. Questo è stato fatto

al fine di controllare la possibile presenza del degrado o di malfunzionamenti nei moduli durante la campagna. Tramite lo strumento sviluppato si ottengono le tabelle mostrate da figura 6.1 a figura 6.9. L'incertezza della stazione di misura è del 3.5%, come anticipato nei capitoli precedenti, questo valore è da tenere in considerazione nelle valutazioni dei risultati. Nel dettaglio, si nota che il modulo HJT è l'unico ad avere una potenza maggiore rispetto a quella data dal costruttore, mentre le altre tecnologie hanno delle performance in linea con quelle del costruttore. L'overperformance del modulo HJT potrebbe sembrare significativa, ma rientra nell'incertezza totale relativa alla potenza nominale, che comprende l'incertezza della stazione di misura ($\pm 3.5\%$) sommata quadraticamente all'incertezza della potenza nominale fornita dal costruttore ($\pm 3\%$). In particolare, l'incertezza totale relativa alla potenza nominale misurata è del 4.6%. Di conseguenza, i soli parametri che presentano una variazione superiore all'incertezza della stazione sono la potenza e l'efficienza delle tre tecnologie all'inizio e alla fine della campagna. Tuttavia, questa variazione risulta contenuta, suggerendo che il degrado delle tecnologie è trascurabile, anche considerando la durata limitata della campagna sperimentale. Nonostante, come indicato, la differenza tra la potenza nominale sperimentale e quella dichiarata dal costruttore rientri nell'incertezza totale, un possibile motivo per cui la potenza iniziale misurata del modulo HJT risulta superiore a quella nominale potrebbe essere attribuibile a una scelta del costruttore. Poiché il modulo HJT, come mostrato nelle tabelle in figura 6.4 e 6.6, è quello soggetto a un degrado maggiore rispetto alle altre tecnologie, il costruttore potrebbe aver deciso di sovradimensionarlo rispetto alla potenza nominale di targa. Questo maggior degrado può essere dovuto al fatto che il silicio amorfo tende a degradarsi più facilmente rispetto al silicio cristallino usato nei moduli TOPCon e IBC, specialmente sotto stress termico e in presenza di luce UV. Per verificare questa ipotesi, sarebbe necessario condurre una nuova campagna di test su un numero maggiore di moduli HJT, al fine di incrementare la base statistica e validare la ripetibilità dei risultati ottenuti.

Come spiegato nella sezione precedente, è stato anche calcolato il coefficiente termico sperimentale. I valori trovati sono coerenti con quelli dati

TOPCon	Datasheet	Sperimentale	Variazione	TOPCon	Datasheet	Sperimentale	Variazione	TOPCon	Datasheet	Sperimentale	Variazione
P_max [W]	450.0	450.9	+0.2%	P_max [W]	450.0	445.8	-0.9%	P_max [W]	450.0	436.6	-3.0%
I_sc [A]	10.7	10.7	-0.3%	I_sc [A]	10.7	10.8	+0.9%	I_sc [A]	10.7	10.6	-1.4%
V_oc [V]	52.9	52.4	-1.0%	V_oc [V]	52.9	51.9	-1.9%	V_oc [V]	52.9	51.7	-2.3%
I_mpp [A]	10.1	10.1	-0.2%	I_mpp [A]	10.1	10.2	+1.4%	I_mpp [A]	10.1	10.0	-0.9%
V_mpp [V]	44.6	44.8	+0.4%	V_mpp [V]	44.6	43.6	-2.3%	V_mpp [V]	44.6	43.7	-2.0%
Efficienza [%]	22.5	22.6	+0.2%	Efficienza [%]	22.5	22.3	-0.9%	Efficienza [%]	22.5	21.8	-3.0%
Fill_Factor [-]	79.2	80.5	+1.6%	Fill_Factor [-]	79.2	79.3	+0.1%	Fill_Factor [-]	79.2	79.8	0.7%
G_STC [W/m ²]	1000.0	981.6	-1.8%	G_STC [W/m ²]	1000.0	998.2	-0.2%	G_STC [W/m ²]	1000.0	998.8	-0.1%

Figura 6.1: Parametri TOPCon ad inizio campagna

Figura 6.2: Parametri TOPCon a metà campagna

Figura 6.3: Parametri TOPCon a fine campagna

HJT	Datasheet	Sperimentale	Variazione	HJT	Datasheet	Sperimentale	Variazione	HJT	Datasheet	Sperimentale	Variazione
P_max [W]	440.0	456.5	+3.8%	P_max [W]	440.0	453.1	+3.0%	P_max [W]	440.0	433.3	-1.5%
I_sc [A]	13.4	13.5	+0.6%	I_sc [A]	13.4	13.7	+2.2%	I_sc [A]	13.4	13.3	-0.7%
V_oc [V]	40.8	40.7	-0.4%	V_oc [V]	40.8	40.5	-0.7%	V_oc [V]	40.8	40.3	-1.3%
I_mpp [A]	12.9	12.9	-0.4%	I_mpp [A]	12.9	13.0	+0.5%	I_mpp [A]	12.9	12.6	-2.4%
V_mpp [V]	34.0	35.4	+4.2%	V_mpp [V]	34.0	34.8	+2.4%	V_mpp [V]	34.0	34.3	0.9%
Efficienza [%]	22.5	23.4	+3.8%	Efficienza [%]	22.5	23.2	+3.0%	Efficienza [%]	22.5	22.2	-1.5%
Fill_Factor [-]	80.4	83.3	+3.5%	Fill_Factor [-]	80.4	81.7	+1.5%	Fill_Factor [-]	80.4	80.8	0.5%
G_STC [W/m ²]	1000.0	981.6	-1.8%	G_STC [W/m ²]	1000.0	998.2	-0.2%	G_STC [W/m ²]	1000.0	998.8	-0.1%

Figura 6.4: Parametri HJT inizio campagna

Figura 6.5: Parametri HJT metà campagna

Figura 6.6: Parametri HJT fine campagna

IBC	Datasheet	Sperimentale	Variazione	IBC	Datasheet	Sperimentale	Variazione	IBC	Datasheet	Sperimentale	Variazione
P_max [W]	440.0	443.1	+0.7%	P_max [W]	440.0	437.1	-0.6%	P_max [W]	440.0	426.6	-3.0%
I_sc [A]	14.3	14.0	-2.0%	I_sc [A]	14.3	14.2	-0.7%	I_sc [A]	14.3	13.9	-2.8%
V_oc [V]	39.5	39.4	-0.4%	V_oc [V]	39.5	39.0	-1.4%	V_oc [V]	39.5	38.7	-2.0%
I_mpp [A]	13.2	13.3	+0.3%	I_mpp [A]	13.2	13.4	+0.8%	I_mpp [A]	13.2	13.1	-1.3%
V_mpp [V]	33.2	33.4	+0.4%	V_mpp [V]	33.2	32.7	-1.5%	V_mpp [V]	33.2	32.7	-1.8%
Efficienza [%]	22.5	22.7	+0.7%	Efficienza [%]	22.5	22.4	-0.6%	Efficienza [%]	22.5	21.8	-3.0%
Fill_Factor [-]	77.8	80.3	+3.1%	Fill_Factor [-]	77.8	79.0	+1.4%	Fill_Factor [-]	77.8	79.2	1.8%
G_STC [W/m ²]	1000.0	981.6	-1.8%	G_STC [W/m ²]	1000.0	998.2	-0.2%	G_STC [W/m ²]	1000.0	998.8	-0.1%

Figura 6.7: Parametri IBC inizio campagna

Figura 6.8: Parametri IBC metà campagna

Figura 6.9: Parametri IBC fine campagna

dal costruttore e sono mostrati nelle figure 6.10, 6.11 e 6.12. Il coefficiente termico che si allontana di più rispetto ai valori del costruttore è quello del TOPCon.

TOPCon	Datasheet	Sperimentale	HJT	Datasheet	Sperimentale	IBC	Datasheet	Sperimentale
gamma [%/^oC]	-0.30	-0.37	gamma [%/^oC]	-0.26	-0.26	gamma [%/^oC]	-0.29	-0.32

Figura 6.10: Confronto coefficiente termico sperimentale e del costruttore TOPCon

Figura 6.11: Confronto coefficiente termico sperimentale e del costruttore HJT

Figura 6.12: Confronto coefficiente termico sperimentale e del costruttore IBC

In aggiunta, lo strumento software sviluppato permette di visualizzare le curve caratteristiche I-V e P-V dei moduli fotovoltaici, sia corrette alle condizioni standard di test (STC), evidenziate in blu e ciano, sia non corrette, rappresentate in rosso e rosa. Le curve corrette sono quelle utilizzate per l'estrazione dei parametri mostrati nelle tabelle precedenti. Si osserva che la forma delle curve I-V rimane molto simile dall'inizio alla fine della campa-

gna sperimentale per tutte le tecnologie analizzate; di conseguenza, anche il Fill Factor si mantiene sostanzialmente invariato nel tempo. Quest'ultima considerazione si appoggia su quanto è mostrato sia nelle figure da 6.13 a 6.21, sia nelle tabelle riportate sopra.

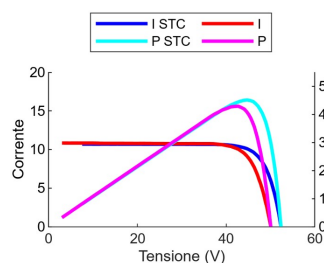


Figura 6.13: Curva I-V TOPCon inizio campagna

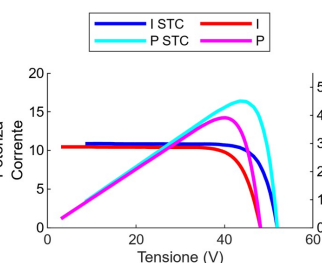


Figura 6.14: Curva I-V TOPCon metà campagna

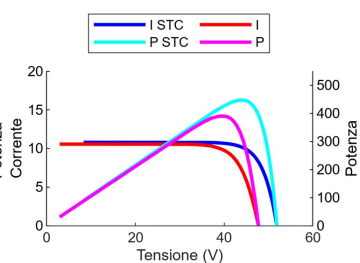


Figura 6.15: Curva I-V TOPCon fine campagna

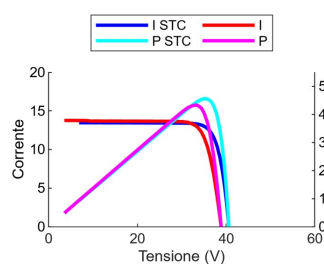


Figura 6.16: Curva I-V HJT inizio campagna

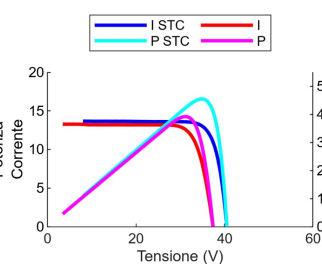


Figura 6.17: Curva I-V HJT metà campagna

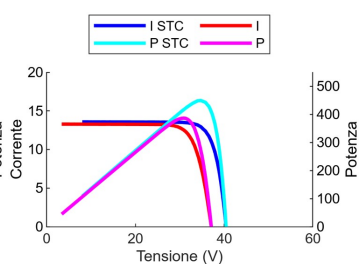


Figura 6.18: Curva I-V HJT fine campagna

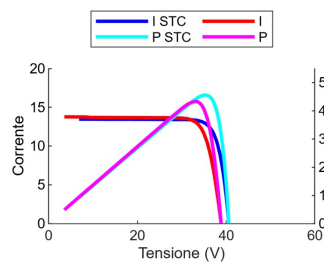


Figura 6.19: Curva I-V IBC inizio campagna

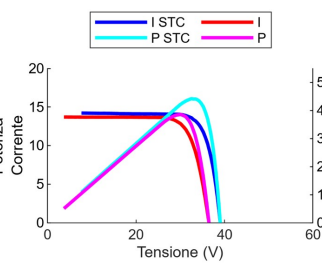


Figura 6.20: Curva I-V IBC metà campagna

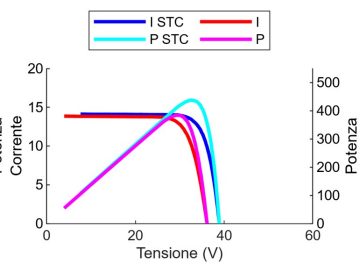


Figura 6.21: Curva I-V IBC fine campagna

6.2 Valutazione della resa energetica

Lo strumento, oltre ai parametri in STC, permette di valutare la resa energetica delle diverse tecnologie. Nello specifico, la resa può essere analizzata in una giornata specifica oppure in un periodo a scelta. Questo permette di

analizzare le performance dei moduli in diverse condizioni meteorologiche e in periodi temporali con diverse condizioni meteorologiche.

Le tecnologie analizzate in questa campagna sperimentale sono dotate di diverse potenze nominali come già visto. In particolare, i moduli IBC e HJT hanno la stessa potenza nominale di 440 W secondo il costruttore, mentre quella del TOPCon è di 450 W. Quindi, per valutare le performance dei moduli, è necessario tenere in considerazione questo dettaglio, motivo per cui si è deciso di integrare nell'analisi anche la valutazione delle ore equivalenti.

Nella tabella 6.1 sono riassunte le potenze nominali date dal costruttore e quelle misurate sperimentalmente ad inizio campagna.

Tecnologia	Potenza nom. sper. (W)	Potenza nom. dat. (W)
HJT	456	440
IBC	443	440
TOPCon	451	450

Tabella 6.1: Confronto tra potenza nominale sperimentale e quella data dal costruttore per le diverse tecnologie fotovoltaiche.

6.2.1 Resa totale nella campagna sperimentale

Il periodo analizzato va dal 9 maggio 2024 al 10 ottobre 2024. La resa energetica totale è riferita a tale periodo e fornisce una prima indicazione sulle prestazioni delle tre tecnologie impiegate. Tuttavia, questo confronto è svolto a parità di condizioni di potenza nominale solo per le tecnologie IBC e HJT. Quindi, sono stati calcolati due parametri di ore equivalenti per ogni tecnologia:

$$ore_equivalenti_{exp.} = \frac{Resa_{sperimentale}}{P_{nominale\ datasheet}} \quad (6.1)$$

$$ore_equivalenti_{mod.} = \frac{Resa_{modello}}{P_{nominale\ datasheet}} \quad (6.2)$$

La prima equazione, equazione 6.1, normalizza la resa sperimentale tenendo in considerazione la potenza di targa dei moduli. Questo valore fornisce un'indicazione di come si comporta la tecnologia sul campo in relazione a quanto dichiarato dal costruttore. La seconda equazione, equazione 6.2, serve, invece, a valutare il comportamento della tecnologia rispetto alle previsioni del modello semi-empirico utilizzato in precedenza ed è, anch'essa, normalizzata sulla potenza dichiarata dal costruttore.

Come mostrato in figura 6.22, la tecnologia che ha le migliori performance in relazione a quanto detto dal costruttore, come mostrato dal parametro 6.1, è il modulo HJT, seguito dal IBC (-0.6% dal HJT) e dal TOPCon (-1.4% dal HJT). Un'altra informazione contenuta in figura 6.22 è la produzione energetica stimata dal modello. Nel dettaglio, si osserva che il modello utilizzato per stimare la resa si avvicina ai risultati sperimentali, pur presentando alcune imprecisioni. Questo è dovuto al fatto che il modello è lineare e non considera gli effetti non lineari, come le diverse reazioni delle tecnologie ai vari spettri solari o i coefficienti termici sperimentali, che possono differire rispetto a quelli nominali. Un'ulteriore conferma dell'efficacia delle tecnologie IBC e HJT emerge dall'analisi delle ore equivalenti normalizzate sulla superficie del modulo. Questa normalizzazione è stata necessaria poiché, nel nostro caso, il modulo TOPCon presenta una superficie maggiore rispetto agli altri. Per rendere il confronto equo e comparabile, è stato quindi necessario normalizzare i dati in base all'area del modulo, garantendo che le performance siano valutate a parità di condizioni. Questo è stato fatto tramite il parametro chiamato densità delle ore equivalenti e calcolato con l'equazione 6.3. In particolare, quest'ultimo parametro aumenta ulteriormente il distacco delle due tecnologie HJT e IBC dal modulo TOPCon.

$$densita'_{ore_equivalenti_{exp.}} = \frac{ore_equivalenti_{exp.}}{superficie_modulo} \quad (6.3)$$

Modulo	ore eq. exp. (h)	ore eq. mod. (h)	Deviazione exp. - mod. (%)	densità ore eq. exp. (h/m ²)
IBC	586	588	-0.42	300
HJT	592	588	+0.69	303
TOPCON	577	584	-1.33	289

Figura 6.22: Tabella resa totale nella campagna sperimentale

6.2.2 Resa giornaliera nella campagna sperimentale

Al fine di condurre un'analisi più approfondita delle tecnologie è stato deciso di studiarne il comportamento in diverse condizioni meteorologiche. Questo è stato fatto prendendo tre singole giornate in tre diverse condizioni meteorologiche. Quindi in questa sezione si sono analizzate nove diverse giornate, nel dettaglio tre sono giornate soleggiate, tre parzialmente soleggiate e tre nuvolose. Per ogni condizione si è analizzata una giornata ad inizio, a metà e a fine campagna, in modo da valutare un possibile cambio di prestazioni. Nel dettaglio, le giornate soleggiate analizzate sono il 11 Maggio 2024, il 20 Luglio 2024 e il 15 Settembre 2024. Quelle parzialmente soleggiate sono 21 Maggio 2024, il 21 Luglio 2024 e il 2 Settembre 2024. Per concludere, le giornate nuvolose prese in considerazione sono 14 Maggio 2024, il 16 Agosto 2024 e il 8 Settembre 2024. I profili di irradianza giornaliera in queste condizioni sono mostrate da figura 6.23 a figura 6.31.

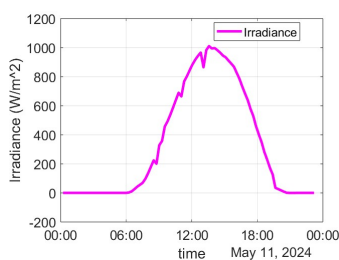


Figura 6.23: Andamento irradianza nel primo giorno soleggiato in analisi

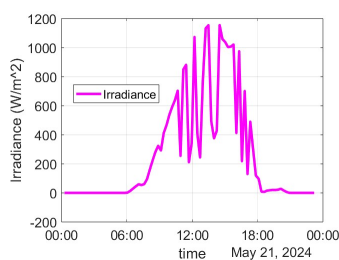


Figura 6.24: Andamento irradianza nel primo giorno parzialmente soleggiato in analisi

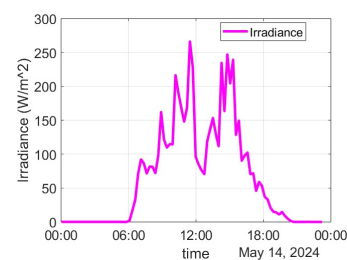


Figura 6.25: Andamento irradianza nel primo giorno nuvoloso in analisi

Durante il confronto delle prestazioni dei moduli fotovoltaici in diverse condizioni meteorologiche e temporali, emerge che la scelta della tecnologia ottimale risulta influenzata maggiormente dal periodo in analisi che dalle specifiche condizioni meteorologiche. Nel dettaglio, all'inizio e a metà della

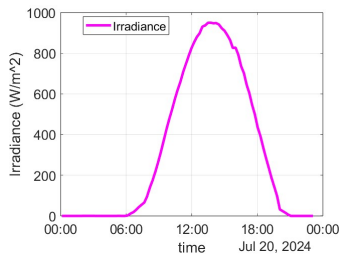


Figura 6.26: Andamento irradianza nel secondo giorno soleggiato in analisi

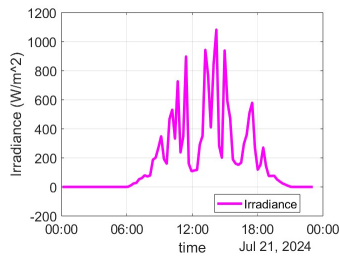


Figura 6.27: Andamento irradianza nel secondo giorno parzialmente soleggiato in analisi

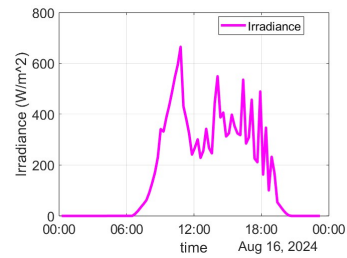


Figura 6.28: Andamento irradianza nel secondo giorno nuvoloso in analisi

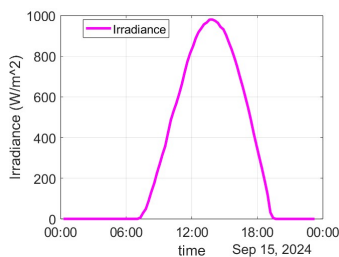


Figura 6.29: Andamento irradianza nel terzo giorno soleggiato in analisi

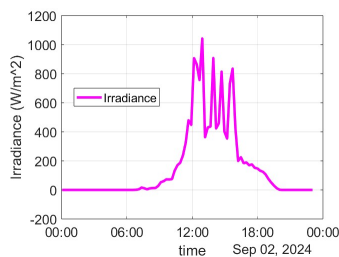


Figura 6.30: Andamento irradianza nel terzo giorno parzialmente soleggiato in analisi

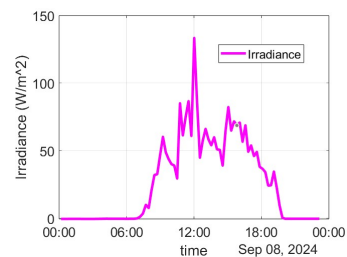


Figura 6.31: Andamento irradianza nel terzo giorno nuvoloso in analisi

campagna, la tecnologia HJT mostra le migliori prestazioni in tutte le condizioni meteorologiche, seguita dalla tecnologia IBC e infine dal TOPCon. Con il progredire della campagna, tuttavia, le differenze di prestazioni tra il modulo HJT e le altre tecnologie tendono a ridursi passando da +2.5% e +3% rispetto al IBC e al TOPCon ad inizio campagna a -0.7% e +1.1% a fine campagna. Dunque verso la fine del periodo di misura, il trend di diminuzione delle prestazioni del modulo HJT diventa talmente marcato che le sue performance risultano comparabili e in alcuni casi inferiori a quelle del modulo IBC.

Le considerazioni appena fatte sono basate sulle informazioni contenute da figura 6.32 a figura 6.40. Come già detto, la differenza di performance fra IBC e TOPCon resta circa costante durante la campagna, mentre quello che subisce una maggiore riduzione è il modulo HJT.

Per validare le considerazioni sopra presentate è stata svolta un'analisi approfondita delle rese energetiche nei giorni soleggiati nell'ultimo periodo

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.66
HJT	6.86
TOPCON	6.60
11/05/2024	--

Figura 6.32: Tabella resa primo giorno soleggiato

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	5.14
HJT	5.27
TOPCON	5.08
21/05/2024	--

Figura 6.33: Tabella resa primo giorno parzialmente soleggiato

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	1.52
HJT	1.55
TOPCON	1.49
14/05/2024	--

Figura 6.34: Tabella resa primo giorno nuvoloso

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.19
HJT	6.30
TOPCON	6.11
20/07/2024	--

Figura 6.35: Tabella resa secondo giorno soleggiato

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	3.79
HJT	3.84
TOPCON	3.72
21/07/2024	--

Figura 6.36: Tabella resa secondo giorno parzialmente soleggiato

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	3.36
HJT	3.38
TOPCON	3.28
16/08/2024	--

Figura 6.37: Tabella resa secondo giorno nuvoloso

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.13
HJT	6.09
TOPCON	6.06
15/09/2024	--

Figura 6.38: Tabella resa terzo giorno soleggiato

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	3.27
HJT	3.29
TOPCON	3.23
02/09/2024	--

Figura 6.39: Tabella resa terzo giorno parzialmente soleggiato

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	0.60
HJT	0.59
TOPCON	0.58
08/09/2024	--

Figura 6.40: Tabella resa terzo giorno nuvoloso

della campagna. Quest'analisi, come mostrato da figura 6.41 a figura 6.46, ha confermato la diminuzione delle performance del modulo HJT e che la tecnologia IBC emerge come la migliore nei momenti finali della campagna sperimentale in analisi.

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.09
HJT	6.07
TOPCON	6.04
09/09/2024	--

Figura 6.41: Tabella primo giorno focus ultimo periodo

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.04
HJT	6.03
TOPCON	5.97
10/09/2024	--

Figura 6.42: Tabella secondo giorno focus ultimo periodo

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.39
HJT	6.35
TOPCON	6.33
13/09/2024	--

Figura 6.43: Tabella terzo giorno focus ultimo periodo

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.09
HJT	6.07
TOPCON	6.04
09/09/2024	--

Figura 6.44: Tabella quarto giorno focus ultimo periodo

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.04
HJT	6.03
TOPCON	5.97
10/09/2024	--

Figura 6.45: Tabella quinto giorno focus ultimo periodo

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	6.39
HJT	6.35
TOPCON	6.33
13/09/2024	--

Figura 6.46: Tabella sesto giorno focus ultimo periodo

6.2.3 Resa giornaliera media nelle diverse stagioni analizzate durante campagna sperimentale

Nella sezione precedente è emerso che il periodo temporale in analisi ha un'influenza maggiore sulle performance dei moduli rispetto alle specifiche condizioni meteorologiche. Per confermare questa osservazione, in questa sezione sono state analizzate le rese energetiche medie dei moduli nelle tre stagioni principali della campagna: primavera, estate e autunno. Al fine di rendere i risultati confrontabili, le performance medie sono state calcolate per ciascuna delle tre stagioni, tenendo conto del fatto che il numero di giorni analizzati in ogni stagione non è uniforme.

Come mostrato in figura 6.47, 6.48 e 6.49, si conferma quanto visto nell'analisi delle rese giornaliere, ovvero che all'inizio della campagna, il modulo HJT mostra una resa energetica superiore alle altre tecnologie. In particolare, nel periodo primaverile, la differenza tra il modulo HJT e IBC si attesta intorno 2.4%, mentre per il TOPCon è attorno al 3.9%. Per quanto riguarda il periodo estivo, le differenze sono del 0.9% rispetto al IBC e 1.6% per il TOPCon. Tuttavia, nella fase finale della campagna sperimentale, si osserva un cambiamento nelle performance: le prestazioni del modulo HJT diminuiscono rispetto a quelle dei moduli IBC e TOPCon. In questa fase conclusiva è il modulo IBC a distinguersi come la tecnologia con le performance migliori. Nel dettaglio, in questa fase conclusiva, il modulo IBC ha evidenziato prestazioni maggiori del 0.6% e del 1.4% rispetto ai moduli HJT e TOPCon.

I valori delle ore equivalenti presentati sopra sono mediati rispettiva-

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	4.01
HJT	4.11
TOPCON	3.95

Figura 6.47: Tabella resa media giornaliera nel periodo primaverile della campagna

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	4.34
HJT	4.38
TOPCON	4.27

Figura 6.48: Tabella resa media giornaliera nel periodo estivo della campagna

Modulo	ore eq. exp. (h)
IBC	2.95
HJT	2.93
TOPCON	2.91

Figura 6.49: Tabella resa media giornaliera nel periodo autunnale della campagna

mente su 37, 79 e 39 giorni, per primavera, estate ed autunno. Per ottenere un dato stagionale medio più accurato servirebbe analizzare più giorni in primavera e autunno.

Il cambio delle performance delle tecnologie è dovuto alla variazione delle temperature per cui nel periodo tardo primaverile ed estivo il modulo HJT è avvantaggiato dall'aver minori perdite termiche. Questo vantaggio si riduce in autunno, dove si inizia anche a vedere un maggiore degrado del modulo HJT seppur esso sia quasi trascurabile. In particolare il degrado, come detto in precedenza, è dovuto alla presenza di del silicio amorfo, il quale degrada ai raggi UV maggiormente rispetto al silicio cristallino. La differenza di prestazioni tra il modulo IBC e il modulo TOPCon risulta essere relativamente stabile, con il modulo IBC che mostra prestazioni superiori grazie alla sua capacità di catturare una maggiore quantità di luce, dovuta al posizionamento dei contatti sul retro del modulo.

Conclusioni

L'obiettivo di questa attività di tesi è stato lo sviluppo di uno strumento software dotato di interfaccia grafica, progettato per l'elaborazione e l'analisi comparativa delle prestazioni di moduli fotovoltaici sottoposti a campagne sperimentali di lunga durata. Lo strumento è stato realizzato per acquisire ed elaborare in modo massivo i dati misurati per moduli in silicio cristallino, indipendentemente dalle loro caratteristiche elettriche. Il lavoro di tesi è stato svolto in collaborazione con la direzione *Ricerca, Sviluppo e Innovazione tecnologica* dell'azienda Edison, la quale ha fornito i moduli sottoposti ai test outdoor che sono stati condotti presso le Officine Edison all'Energy Center di Torino.

Lo strumento software è stato utilizzato per confrontare le prestazioni di moduli fotovoltaici appartenenti alle tecnologie in silicio più promettenti per il futuro, tra cui Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon), Heterojunction (HJT) e Interdigitated Back Contact (IBC). Nel dettaglio, le tecnologie analizzate sono caratterizzate da un'efficienza di modulo pari a 22.5%, e da potenze nominali di 440 W per IBC e HJT, e di 450 W per il TOPCon.

Il software offre diverse funzionalità grazie alle quali è stato possibile estrarre i risultati dalla campagna sperimentale in corso. Prima di iniziare l'analisi dei dati, dopo aver importato i dati sperimentali, sono stati applicati dei filtri al fine di rimuovere le misurazioni affette da errori o acquisite in condizioni ambientali instabili. In particolare, il lavoro di filtraggio ha permesso di ridurre le misure analizzate del 43%. Successivamente, sono stati determinati i parametri elettrici principali dei moduli fotovoltaici (P_{mpp} , I_{mpp} , V_{mpp} , I_{sc} , V_{oc} , η_{stc} , FF), i quali sono stati confrontati con i valori dichiarati dal costruttore del modulo. Tale confronto ha evidenziato che i parametri di tutti i moduli in test sono coerenti con quelli di targa, con deviazioni di potenza pari a +0.2% (TOPCon), +0.7% (IBC) e +3.8% (HJT). Nonostante

quest'ultimo valore possa sembrare elevato, tale risultato è compatibile con la tolleranza dichiarata dal produttore ($\pm 3\%$) e con l'incertezza del sistema di misura ($\pm 3.5\%$). Le prestazioni dei moduli sono state analizzate in diversi momenti della campagna sperimentale al fine di verificarne l'eventuale degrado. Da questa analisi risulta, comunque, che il degrado dei principali parametri elettrici non è significativo durante i test, poiché la loro variazione resta all'interno del range di incertezza della stazione di misura. Inoltre, tramite un'apposita ottimizzazione lineare di un modello semi-empirico, sono stati determinati i coefficienti termici sperimentali dei moduli fotovoltaici in esame, i quali risultano in linea con quelli forniti dal costruttore.

Lo strumento, inoltre, consente di condurre un'analisi avanzata della resa energetica dei moduli fotovoltaici, facilitando il confronto tra le diverse tecnologie esaminate. I risultati hanno mostrato che, nel periodo di studio, la tecnologia HJT è risultata essere la più performante, seguita dai moduli IBC e TOPCon. Nel dettaglio, la tecnologia HJT ha mostrato una performance, in termini di ore equivalenti, superiore del 1.0% e del 2.5% rispetto ai moduli IBC e TOPCon. Tuttavia, è emerso un cambiamento nelle prestazioni tra il periodo primaverile/estivo e quello autunnale. In quest'ultimo caso, il modulo IBC è quello caratterizzato dalle migliori prestazioni, con valori maggiori del 0.6% e del 1.4% rispetto ai moduli HJT e TOPCon. D'altro canto, le prestazioni del modulo TOPCon, pur avendo le prestazioni più basse durante la campagna sperimentale, non si discostano più del 2.5% rispetto alla tecnologia migliore: considerando il suo costo inferiore, potrebbe rappresentare una buona opzione dal punto di vista del rapporto prestazioni/costi.

Infine, si è verificata la presenza di eventuali fenomeni non lineari, quali risposte spettrali diverse da quella della tecnologia in silicio cristallino o prestazioni termiche non lineari, che non vengono considerati nei modelli energetici comunemente adottati in letteratura e nei software commerciali. A tal proposito, la prestazione elettrica dei moduli è stata valutata con un modello analitico semi-empirico lineare e si sono riscontrate variazioni comprese tra il -1.3% e il +0.7% tra le stime di performance del modello, costruito tramite i dati di targa, e i valori misurati sperimentalmente di resa

energetica nel periodo di test.

In conclusione, lo strumento sviluppato in questo lavoro di tesi offre funzionalità avanzate per l'analisi e la visualizzazione dei dati misurati su moduli fotovoltaici sottoposti a test prolungati, permettendo una gestione delle informazioni rapida, accurata e dettagliata. In futuro, tale strumento verrà applicato a moduli in tecnologia cristallina con caratteristiche innovative, come l'ottimizzazione delle prestazioni in caso di ombreggiamento parziale, e sarà impiegato in campagne sperimentali di durata ancora maggiore rispetto a quella considerata in questa analisi.

Bibliografia

- [1] P. F. Spertino, *Solar photovoltaic systems*, Slide del corso "Solar photovoltaic systems", 2022.
- [2] ITRPV, «International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV),» International Technology Roadmap for Photovoltaic, rapp. tecn., 2024, Report. indirizzo: <https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/06/ITRPV-15th-Edition-2024-2.pdf>.
- [3] T. Dullweber e J. Schmidt, «Industrial Silicon Solar Cells Applying the Passivated Emitter and Rear Cell (PERC) Concept-A Review,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, pp. 1366–1381, 5 set. 2016, ISSN: 21563381. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2016.2571627.
- [4] D. K. Ghosh, S. Bose, G. Das et al., *Fundamentals, present status and future perspective of TOPCon solar cells: A comprehensive review*, giu. 2022. DOI: 10.1016/j.surf.in.2022.101917.
- [5] N. Chuchvaga, K. Zholdybayev, K. Aimaganbetov, S. Zhantuarov e A. Serikkanov, *Development of Hetero-Junction Silicon Solar Cells with Intrinsic Thin Layer: A Review*, apr. 2023. DOI: 10.3390/coatings13040796.
- [6] «Interdigitated Back Contact Technology as Final Evolution for Industrial Crystalline Single-Junction Silicon Solar Cell,» *Solar*, vol. 3, pp. 1–14, 1 dic. 2022. DOI: 10.3390/solar3010001.
- [7] «TOP SOLAR MODULES Listing – August 2024.» (2024), indirizzo: <https://taiyangnews.info/topmodules/top-solar-modules-listing-august-2024>.
- [8] S. Ghosh e R. Yadav, «Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, ott. 2021, ISSN: 22131388. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101410.
- [9] S. Bello, A. Urwick, F. Bastianini, A. J. Nedoma e A. Dunbar, «An introduction to perovskites for solar cells and their characterisation,» *Energy Reports*, vol. 8, pp. 89–106, nov. 2022, ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egyrs.2022.08.205.
- [10] J. Werner, B. Niesen e C. Ballif, *Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells: Marriage of Convenience or True Love Story? – An Overview*, gen. 2018. DOI: 10.1002/admi.201700731.
- [11] S. Campedelli, «Sviluppo di software per l'acquisizione dati e caratterizzazione sperimentale di moduli fotovoltaici in perovskite,» tesi di laurea mag., Politecnico di Torino, 2023.
- [12] C. Deline, J. Meydbray, M. Donovan e J. Forrest, *Photovoltaic Shading Testbed for Module-Level Power Electronics*, 2012. indirizzo: <http://www.osti.gov/bridge>.

- [13] «Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios,» *Energy*, vol. 127, pp. 438–453, 2017, ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.03.139.
- [14] S. Luciani, G. Coccia, S. Tomassetti, M. Pierantozzi e G. D. Nicola, «Correction Procedures for Temperature and Irradiance of Photovoltaic Modules: Determination of Series Resistance and Temperature Coefficients by Means of an Indoor Solar Flash Test Device,» *Tecnica Italiana-Italian Journal of Engineering Science*, vol. 65, pp. 264–270, 2-4 lug. 2021, ISSN: 00401846. DOI: 10.18280/ti-ijes.652-419.