

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale
**Analisi di sensibilità tecnico-economica per impianti
fotovoltaici di grande taglia installati a terra**



Relatore

Prof. Filippo Spertino

Correlatori

Ph.D. Ing. Marco Giannettoni

Ing. Mattia Nigro

Candidato

Carlotta Cannatà

Anno Accademico 2018/2019

Sommario

Il presente studio verte sul confronto a livello tecnico ed economico di diverse soluzioni per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grande taglia connesso alla rete. Il lavoro di ricerca è stato intrapreso grazie al supporto e ai dati forniti da Renergetica S.p.A. di Genova, azienda specializzata nello sviluppo di grandi impianti a fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaici ed eolici.

E' stato sviluppato un modello simulativo implementato in Matlab in grado di prevedere la produzione annuale dell'impianto, partendo dalla potenza nominale e dai dati meteorologici. L'approccio utilizzato si basa sul calcolo dell'efficienza e delle perdite di tutti i componenti dell'impianto, per arrivare a determinare la potenza immessa in rete in valori orari su base annua. I risultati ottenuti sono stati confrontati con le simulazioni eseguite su software PVsyst, tramite il quale, successivamente, è stata effettuata l'analisi di sensibilità su 50 configurazioni diverse, al fine di determinare la soluzione migliore in termini sia tecnici sia economici.

Sono state fissate tre caratteristiche, uguali per tutte le configurazioni: luogo, estensione del terreno e potenza di immissione in rete. L'analisi di sensibilità si basa sulle differenze tra le configurazioni ed è stata realizzata variando le caratteristiche del generatore fotovoltaico: tipologia e potenza dei moduli fotovoltaici, struttura portante, copertura del terreno. Lo scopo è quello di verificare se alcune tecnologie che teoricamente prevalgono su altre, sono migliori anche in un progetto specifico e se il mercato attuale permette la scelta delle stesse anche in termini economici.

Indice

1	Introduzione	8
1.1	Situazione globale	9
1.1.1	Situazione nazionale	10
2	Componenti di un impianto fotovoltaico	13
2.1	Generatore fotovoltaico	13
2.1.1	La cella solare	13
2.1.2	Il modulo fotovoltaico	17
2.1.3	I moduli fotovoltaici bifacciali	20
2.2	Struttura portante	24
2.2.1	Inseguitori del percorso solare	25
2.3	Inverter	27
2.3.1	Il rapporto tra le potenze nominali dell'array e dell'inverter	30
3	Configurazioni di array a confronto: bifaccialità, inseguimento solare, distanza tra le file	33
3.1	Definizione del progetto	34
3.2	Casi studio	36
3.3	Analisi di sensibilità	40
4	Modelli di calcolo della producibilità	44
4.1	Modello in Matlab	45
4.1.1	Perdite nel modulo	47
4.1.2	Perdite di stringa	51
4.1.3	Perdite di conversione DC/AC	52

4.1.4	Perdite nel trasformatore e sul lato AC	54
4.2	Modello in PVsyst	56
4.2.1	Radiazione incidente sul modulo	56
4.2.2	Accoppiamento ottimale array-inverter	59
4.2.3	Layout	60
4.2.4	Perdite	63
4.3	Risultati delle simulazioni su Matlab e PVsyst	68
5	Valutazione tecnica ed economica per diverse configurazioni	71
5.1	Analisi tecnica	71
5.1.1	Scelta database meteo	71
5.1.2	Sensibilità per strutture a inseguitore	73
5.1.3	Sensibilità per strutture fisse	74
5.1.4	Risultati	76
5.2	Analisi economica	82
5.2.1	CAPEX	82
5.2.2	OPEX	84
5.2.3	Calcolo economico	85
6	Conclusioni	93
A	Codice Matlab per modulo monofacciale con struttura fissa	95
B	Codice Matlab per modulo bifacciale con inseguimento solare	100

Elenco delle figure

1.1	Evoluzione globale di installazioni fotovoltaiche	9
1.2	Evoluzione nazionale delle installazioni fotovoltaiche	11
1.3	Produzione annuale degli impianti fotovoltaici in Italia	11
1.4	Distribuzione regionale della potenza a fine 2017	12
2.1	Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	14
2.2	Curva caratteristica di una cella fotovoltaica	15
2.3	Caratteristica $I(U)$ di una cella solare in funzione dell'irradianza	15
2.4	Caratteristica $I(U)$ di una cella solare in funzione della temperatura	16
2.5	Il generatore fotovoltaico	19
2.6	Moduli fotovoltaici bifacciali (Trina Solar)	20
2.7	Previsione di mercato: moduli monofacciali e bifacciali	21
2.8	Struttura di un modulo bifacciale	22
2.9	Tipologie di celle bifacciali	23
2.10	Confronto tra potenze prodotte dal modulo con diverso coefficiente di riflessione di sfondo a Konstanz, Germania. [6]	24
2.11	Andamento del mercato dei sistemi a inseguimento per moduli FV (c-Si)	26
2.12	Effetto del backtracking sull'ombreggiamento	27
2.13	Curve caratteristiche $I(U)$ e $P(U)$ di una stringa FV formata da 10 moduli in serie, in condizioni di ombreggiamento parziale [8]	30
2.14	Effetto del rapporto DC/AC sulla produzione giornaliera	31
3.1	Curva di efficienza di conversione DC/AC dell'inverter	35
3.2	Moduli monofacciali	36
3.3	Moduli bifacciali	37

3.4	Percorso della corrente in un modulo <i>half-cell</i>	38
3.5	Ground Cover Ratio	40
4.1	Diagramma di flusso per il modello implementato in Matlab	46
4.2	Percorso della corrente senza ombreggiamento	48
4.3	Posizionamento dei moduli in landscape su tre file	48
4.4	Generazione delle ombre	49
4.5	Percorso della corrente con prima fila ombreggiata. Il percorso è invariato fino alla copertura completa della seconda fila, anch'essa sotto il controllo del primo diodo	49
4.6	Percorso della corrente con tre file ombreggiate.	50
4.7	Confronto tra perdita di potenza per effetto solo geometrico dell'ombra e perdita totale effettiva, in una giornata invernale	50
4.8	Curva di efficienza dell'inverter implementata nel modello	53
4.9	Radiazione incidente sul lato posteriore	57
4.10	Radiazione incidente sul terreno	57
4.11	Disposizione moduli sul terreno. Configurazione Monofacciale con tracker, 365W, GCR=0.45	61
4.12	Moduli in "portrait" posizionati su inseguitore	61
4.13	Disposizione moduli sul terreno. Configurazione: Monofacciale fisso, 365W, GCR=0.45, 30° di inclinazione	62
4.14	Moduli in "landscape" posizionati su struttura fissa	62
4.15	Curve iso-ombreggiamento. Configurazione: Monofacciale fisso	63
4.16	Composizione delle stringhe	63
4.17	Curve I(U) a diversi valori di irradianza disponibile nei dettagli del modulo 385 W di Canadian Solar in PVSyst	64
4.18	Curve I(U) a diversi valori di temperatura disponibile nei dettagli del modulo 370 W di JA Solar in PVSyst	65
4.19	Diagramma delle perdite da PVsyst per impianto bifacciale con inseguitore	67
4.20	Differenza percentuale tra i due modelli sulle produzioni annuali	69
4.21	Energia prodotta mensilmente durante l'anno	70

5.1	Database meteo a confronto, Valenza (AL)	73
5.2	Andamento di θ_{lim} in funzione del Ground Cover Ratio	74
5.3	Resa finale dei moduli monofacciali al variare del GCR. F=struttura fissa, T=con inseguitore	80
5.4	Resa finale dei moduli bifacciali al variare del GCR. F=struttura fissa, T=con inseguitore	80
5.5	Energia prodotta annua dai moduli monofacciali al variare del GCR. F=struttura fissa, T=con inseguitore	81
5.6	Energia prodotta annua dai moduli bifacciali al variare del GCR. F=struttura fissa, T=con inseguitore	81
5.7	Investimento totale in funzione del GCR per moduli monofacciali. F=struttura fissa, T=struttura a inseguitore	88
5.8	Investimento totale in funzione del GCR per moduli bifacciali. F=struttura fissa, T=struttura a inseguitore	88
5.9	VAN in funzione del GCR per i moduli monofacciali. F=struttura fissa, T=struttura a inseguitore	89
5.10	VAN in funzione del GCR per i moduli bifacciali. F=struttura fissa, T=struttura a inseguitore	89
5.11	Flussi di cassa e cumulata per la configurazione $N^{\circ} 24$	90

Elenco delle tabelle

3.1	Caratteristiche dell'impianto	35
3.2	Specifiche inverter	35
3.3	Caratteristiche tecniche dei moduli monofacciali	36
3.4	Caratteristiche tecniche dei moduli bifacciali	37
3.5	Rapporti DC/AC per moduli monofacciali, al variare del GCR	42
3.6	Rapporti DC/AC per moduli bifacciali, al variare del GCR	42
3.7	Configurazioni di impianto a confronto	43
4.1	Configurazioni scelte per il confronto dei modelli	44
4.2	Punti della curva di efficienza dell'inverter	53
4.3	Percentuali di perdita per ogni blocco	55
4.4	Installazioni con moduli monofacciali	59
4.5	Installazioni con moduli bifacciali	60
4.6	Confronto tra il modello Matlab e PVsyst sulla resa finale annua	69
5.1	Produzione espressa in ore equivalenti annuali (kWh/kWp/anno) al variare dell'angolo di inclinazione e del GCR, per moduli monofacciali	75
5.2	Produzione espressa in ore equivalenti annuali (kWh/kWp/anno) al variare dell'angolo di inclinazione e del GCR, per moduli bifacciali	76
5.3	Resa finale e energia annuale prodotta per impianti con inseguitore	77
5.4	Resa finale e energia annuale prodotta per impianti a struttura fissa	78
5.5	Costi variabili in base al modulo	82
5.6	Costi variabili in base alla potenza e costi fissi	83
5.7	Costi operativi e di gestione per anno	84
5.8	Risultati calcolo economico, per impianti con inseguitore	91

5.9	Risultati calcolo economico, per impianti con struttura fissa	92
-----	-------------------------------------------------------------------------	----

Capitolo 1

Introduzione

L'energia è fondamentale per il progresso economico e lo sviluppo sociale. Negli ultimi 35 anni, l'impiego globale di energia è raddoppiato e ciò ha contribuito in modo significativo ad un miglioramento delle condizioni di vita e a una crescita economica senza precedenti. Tuttavia, un così diffuso utilizzo dell'energia è stato anche causa di una serie di problemi ambientali poiché la maggior parte dell'energia attualmente utilizzata deriva da fonti fossili. Queste conseguenze ambientali, unite alla disponibilità finita delle fonti fossili, hanno fatto della produzione e del consumo dell'energia la sfida più critica della società attuale. In quest'ottica, sono state condotte ricerche approfondite per sviluppare la generazione sostenibile di energia; una delle soluzioni è l'utilizzo dell'energia solare per produrre energia elettrica sfruttando la tecnologia fotovoltaica.

Negli ultimi anni il fotovoltaico ha suscitato grande interesse, tanto da diventare una delle tecnologie rinnovabili più diffuse e sviluppate. Questo è stato possibile anche grazie ai vantaggi che la tecnologia comporta, tra cui i bassi costi operativi e una manutenzione poco impegnativa. Inoltre, la crescita di questo mercato alimenta una continua riduzione dei costi di installazione degli impianti, facendo del fotovoltaico una tecnologia sempre più competitiva nei campi in cui è già impiegata e che si può aprire a nuove applicazioni future.

1.1 Situazione globale

Dal punto di vista globale, il mercato del fotovoltaico è cresciuto rapidamente soprattutto negli ultimi anni: come evidenzia la figura 1.1, dal 2017 la nuova potenza installata ogni anno è pari a circa a 100 GW. [1]

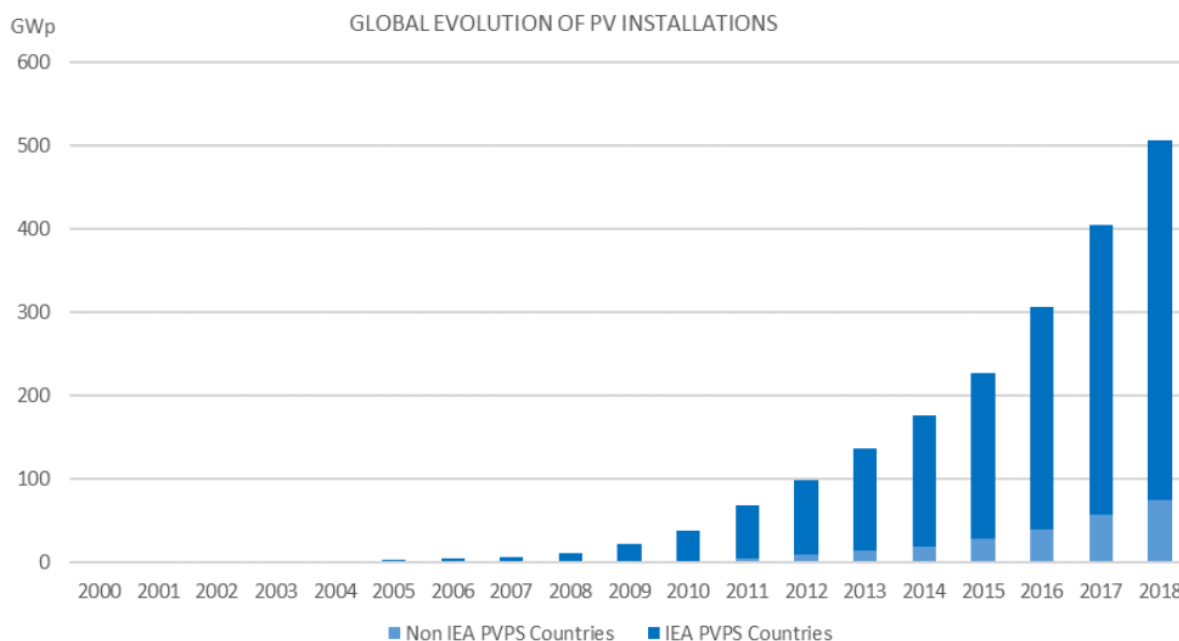


Figura 1.1: *Evoluzione globale di installazioni fotovoltaiche*

L'aumento significativo dall'anno 2016 è stato causato principalmente dalla Cina, attualmente il primo Paese al mondo per potenza installata nell'ultimo anno (45,0 GW nel 2018) e per potenza totale installata (176,1 GW). Al di fuori della Cina, nell'ultimo anno il mercato globale è cresciuto di circa 55 GW, con Stati Uniti e India che nel 2018 hanno installato più di 10 GW ciascuno. La potenza del fotovoltaico dell'Unione Europea è aumentata di 8,3 GW nel 2018, per un totale installato pari a 115 GW. L'anno 2018 si è concluso con 32 Paesi nel mondo che hanno almeno 1 GW installato e con il fotovoltaico che rappresenta il 2,6% della domanda globale di energia elettrica (4,3% in Europa). Questa rapida crescita è stata sostenuta da programmi politici ideati proprio per incentivare la produzione da fonti rinnovabili e decarbonizzare il mercato dell'energia. Tale esigenza deriva dalla necessità di limitare il più possibile la presenza sempre maggiore dell'anidride carbonica e di altri gas serra in atmosfera, i quali sono causa dell'aumento della temperatura media del pianeta.

Alla XXI Conferenza delle Parti (COP 21) dell'UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) tenutasi a Parigi nel dicembre 2015, è stato firmato un accordo vincolante da parte di 195 Stati, che prevede un'emissione antropica di gas serra pari a zero da raggiungere entro la metà del secolo. Secondo questo accordo, le parti si impegnano a intensificare gli sforzi per limitare il riscaldamento globale a $1,5^{\circ}\text{C}$ rispetto alle temperature preindustriali e di promuovere finanziamenti per l'azione climatica.

La COP 24 di Katowice del dicembre 2018 si è conclusa con la determinazione delle regole per mettere in pratica entro il 2020 quanto deciso durante la COP 21.

Secondo alcuni osservatori le decisioni prese a Katowice non sono sufficienti per affrontare con tempestività il problema del cambiamento climatico. L'ultimo rapporto dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) delle Nazioni Unite ha confermato che l'aumento medio della temperatura globale di $1,5^{\circ}\text{C}$ è ormai inevitabile (avverrà nei prossimi 12 anni) e che per tenersi entro i 3°C di aumento complessivo sarà necessario tagliare le emissioni di anidride carbonica del 45% entro il 2020. In mancanza di interventi radicali, la temperatura media aumenterà di oltre 2°C causando eventi climatici estremi e cambiando il clima di intere aree geografiche, con conseguenze per milioni di persone.

Secondo altri, i compromessi raggiunti in questa conferenza, per quanto insufficienti, sono gli unici possibili e questi incontri internazionali sono un modo per creare cooperazione e fiducia tra i paesi del mondo.

Considerando questa grave situazione ambientale e le conseguenze imminenti, è prevedibile che nel prossimo futuro la crescita di questa tecnologia sarà ancora più portentosa rispetto agli ultimi anni.

1.1.1 Situazione nazionale

L'Italia ha una rilevanza mondiale nell'installazione del fotovoltaico: è al sesto posto per potenza installata (20,1 GW), dietro a Germania (45,4 GW) e India (32,9 GW). [1] Dal 2005 è stato introdotto un programma di incentivazione in Conti Energia con lo scopo di sviluppare la produzione di energia da fonti rinnovabili e conseguire gli obiettivi imposti dalle direttive europee. Come è evidente dalla figura 1.2 la crescita delle installazioni è stata rapida e ha portato in breve tempo a una potenza totale significativa. Terminato il Quinto Conto Energia nell'anno 2013, senza l'emanazione di un nuovo piano incentivi

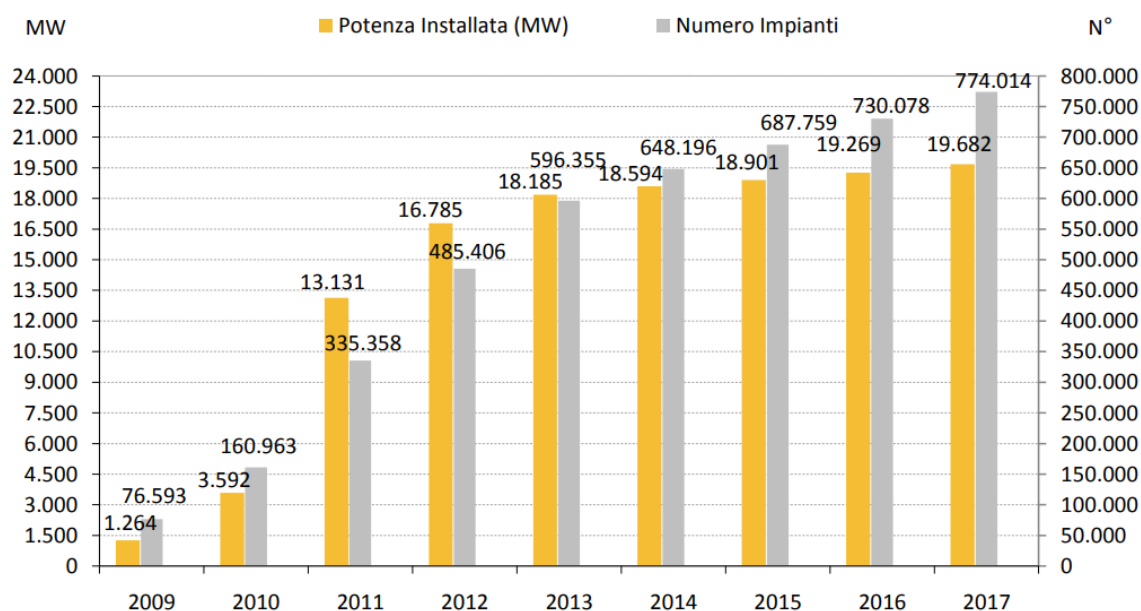


Figura 1.2: *Evoluzione nazionale delle installazioni fotovoltaiche*

sull'energia prodotta, la crescita è avvenuta secondo ritmi meno sostenuti. Durante l'anno 2017 sono stati installati complessivamente 414 MW di impianti fotovoltaici. Alla fine del

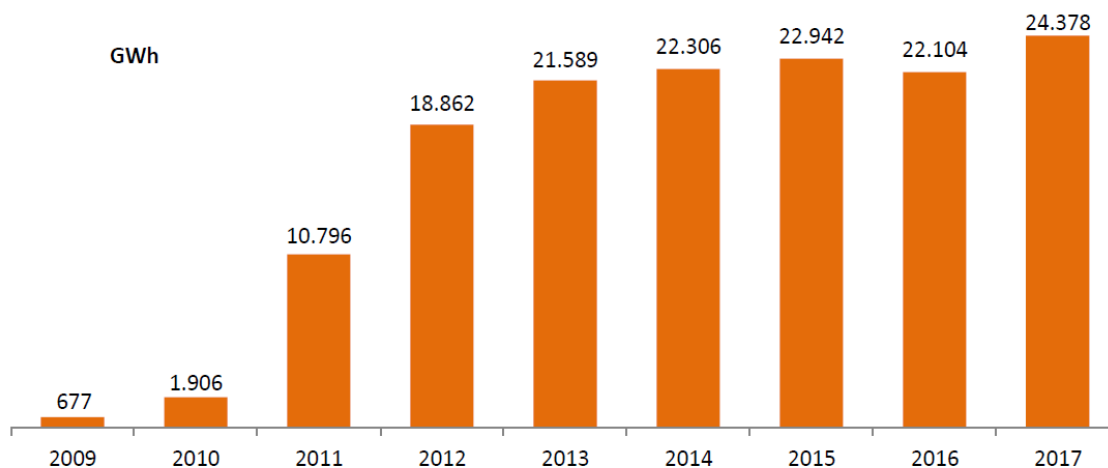


Figura 1.3: *Produzione annuale degli impianti fotovoltaici in Italia*

2017 in Italia risultano in esercizio 774 014 impianti per una potenza pari a 19 682 MW (+2,1% rispetto al 2016), equivalente a 324 W per abitante, che nel corso dell'anno hanno generato 24 378 GWh. La figura 1.3 riporta le produzioni nazionali dal 2009 ed evidenzia l'assestamento degli ultimi anni, proprio dovuto al mancato rinnovamento di formule di

incentivazione.

La figura 1.4 riporta la distribuzione regionale della potenza installata a fine 2017. Questa si concentra per il 44% al Nord, il 19% al Centro e il 37% al Sud. La Puglia presenta il contributo maggiore al totale nazionale (13,4%), seguita da Lombardia, Emilia Romagna e Veneto. Considerando solo l'anno 2017, il Lazio è la regione che ha installato la maggior quota di potenza, pari al 21,3% del totale nazionale. [2]

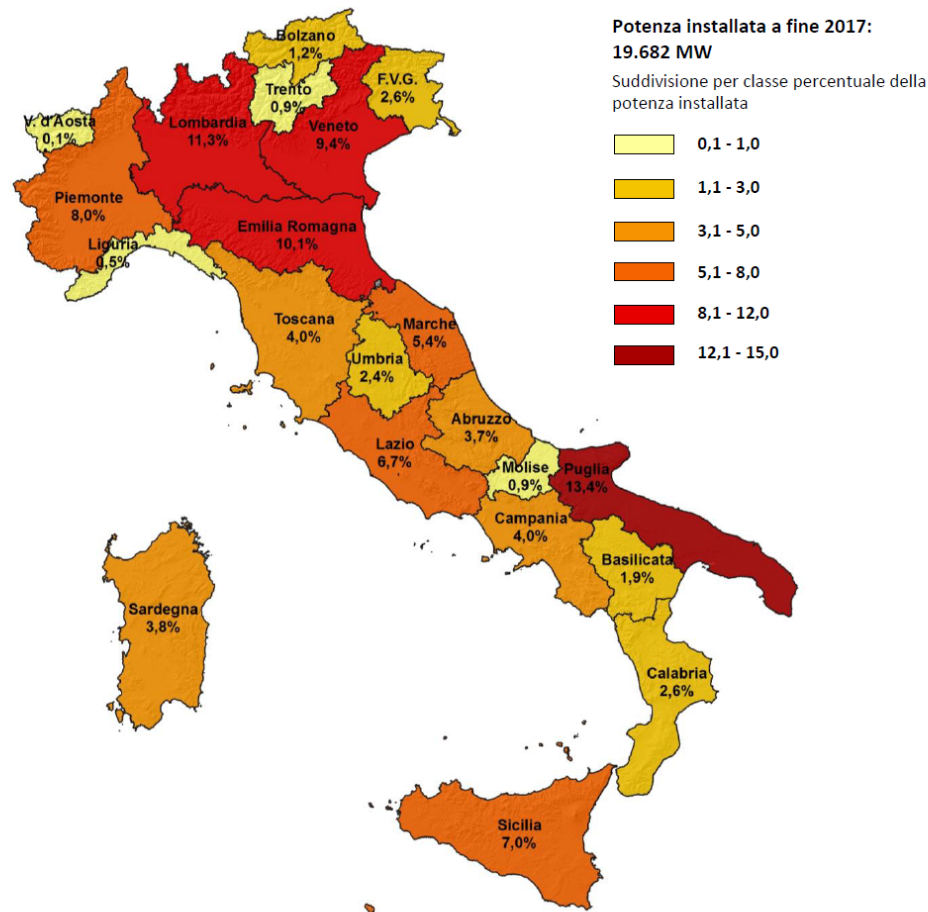


Figura 1.4: Distribuzione regionale della potenza a fine 2017

Capitolo 2

Componenti di un impianto fotovoltaico

2.1 Generatore fotovoltaico

2.1.1 La cella solare

L'elemento base nei sistemi fotovoltaici è costituito dalla cella fotovoltaica in cui avviene la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Le celle attualmente più diffuse sono celle al silicio monocristallino (m-Si), policristallino (p-Si) e le celle a film sottile.

Ai morsetti esterni il comportamento elettrico della cella solare è rappresentato, in prima approssimazione, da un generatore ideale di corrente e da un diodo reale collegati tra loro in anti-parallelo. Il primo produce la corrente di generazione, definita come $I_{ph} = qNA$, con q carica dell'elettrone, N numero di fotoni (in $cm^{-2}s^{-1}$), ed A area della superficie del semiconduttore (cm^2), esposta alla luce. Il secondo rappresenta l'effetto raddrizzante dato dalla giunzione P-N e la corrente che lo attraversa è:

$$I_j = I_0 \left[\exp \left(\frac{qU_j}{mkT} \right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

Dove I_0 rappresenta la corrente di saturazione inversa del diodo, q la carica dell'elettrone, k la costante di Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K), T la temperatura valutata sulla superficie della giunzione, U_j la tensione ai capi della giunzione ed m fattore di qualità della giunzione.

Un circuito equivalente più aderente alla realtà comprende, in aggiunta, due elementi dissipativi: una resistenza connessa in parallelo R_{sh} ed una in serie R_s al circuito precedente, come rappresenta la figura 2.1. La resistenza R_{sh} corrisponde alla corrente di

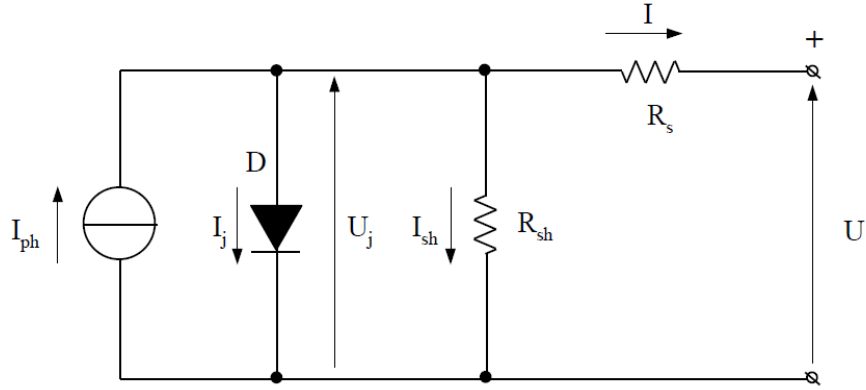


Figura 2.1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

dispersione superficiale tra piastra e griglia, sulle superfici laterali della cella solare. Queste superfici, durante la fabbricazione della cella, sono rese il più possibile isolanti. La resistenza R_s è la somma della resistenza volumica del semiconduttore, delle resistenze di contatto e di quelle proprie degli elettrodi. Applicando le leggi di Kirchhoff delle tensioni e delle correnti si ottengono:

$$U = U_j - R_s I \quad (2.2)$$

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

In cui U e I sono rispettivamente la tensione ai morsetti del carico e la corrente da esso assorbita, la cui relazione, riportata di seguito, è identificata da cinque parametri indipendenti: I_{ph} , I_0 , m , R_{sh} , R_s .

$$U = \frac{mkT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I(1 + R_s/R_{sh}) - U/R_{sh} + I_0}{I_0} \right) - R_s I \quad (2.4)$$

Fissate l'irradianza e la temperatura, si individua una curva tensione-corrente (figura 2.2): le coordinate dei punti che la costituiscono forniscono la potenza elettrica erogabile $P = UI$; esiste sempre un punto (U_{mpp}, I_{mpp}) , intermedio tra il corto circuito $(0, I_{sc})$ ed il circuito aperto $(U_{oc}, 0)$, in cui è massima la potenza della cella erogata al carico.

La curva caratteristica $I(U)$, a temperatura costante, cambia in funzione dell'irradianza: quando questa diminuisce, la corrente di corto circuito I_{sc} diminuisce proporzionalmente e la tensione di circuito aperto diminuisce con andamento logaritmico. La figura

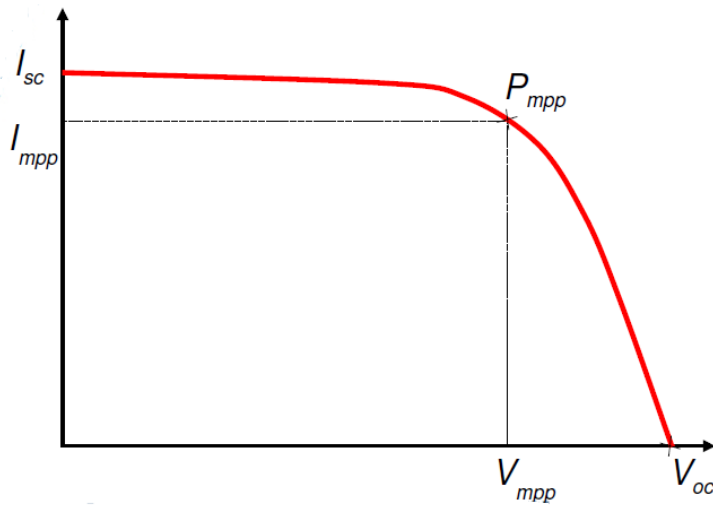


Figura 2.2: Curva caratteristica di una cella fotovoltaica

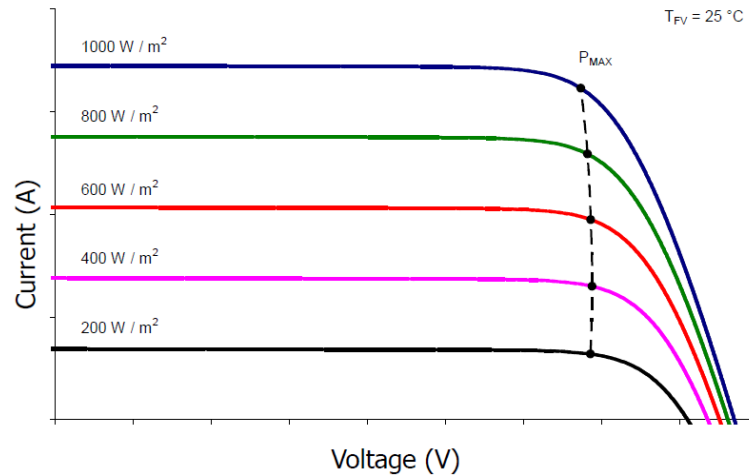


Figura 2.3: Caratteristica $I(U)$ di una cella solare in funzione dell'irradianza

2.3 presenta la dipendenza della curva caratteristica dall'irradianza e mette in evidenza i punti di massima potenza P_{\max} . Pertanto la U_{oc} può essere considerata costante al variare dell'irradianza, senza commettere errori sensibili. La caratteristica $I(U)$ dipende anche dalla temperatura (figura 2.4). A irradianza costante, un aumento di temperatura provoca: un lieve aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} e quindi anche della corrente di corto circuito I_{sc} , essenzialmente per la diminuzione dell'*energy gap* del materiale e un aumento della corrente I_j nel diodo, cui corrisponde una diminuzione della tensione a circuito aperto U_{oc} . Le entità di queste variazioni sono tali da provocare una diminuzione globale della potenza massima generabile. Nelle applicazioni pratiche, al fine di

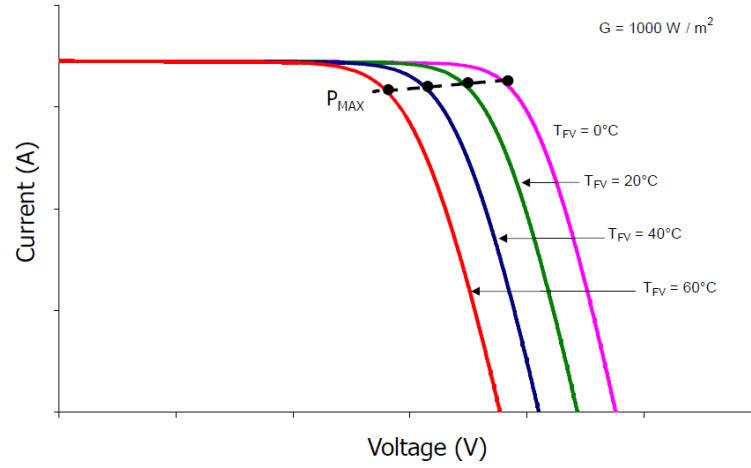


Figura 2.4: Caratteristica $I(U)$ di una cella solare in funzione della temperatura

semplificare le varie formulazioni, si considera, con buona approssimazione la tensione a circuito aperto dipendente solo dalla temperatura. Esistono delle formulazioni analitiche utili a descrivere le variazioni dei principali parametri della cella solare (corrente, tensione e potenza) al variare di irraggiamento e temperatura, le quali sono riferite alle condizioni standard (STC) che corrispondono a:

- irradianza $G = 1000 \text{ W/m}^2$;
- massa d'aria $AM = 1,5$;
- temperatura della cella $T = 25^\circ\text{C}$.

In seguito sono riportate le relazioni dettagliate di corrente, tensione e potenza in funzione delle variabili irraggiamento e temperatura.

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \alpha_{Isc} \cdot \Delta T) \quad (2.5)$$

$$U_{oc}(T) = U_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta_{Uoc} \cdot \Delta T) \quad (2.6)$$

$$P_{max}(G, T) = P_{max}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \gamma_{Pmax} \cdot \Delta T) \quad (2.7)$$

Dove:

- I_{sc} = corrente di cortocircuito misurata nelle condizioni standard STC e fornita dal costruttore [A];

- G = irradianza [W/m^2];
- $\alpha_{I_{sc}}$ = coefficiente termico della corrente di cortocircuito fornito dal costruttore [$\%/^{\circ}C$];
- $\Delta T = T_c - 25$, differenza tra la temperatura di funzionamento della cella in condizioni reali e in condizioni STC [$^{\circ}C$];
- U_{oc} = tensione a vuoto misurata in condizioni STC e fornita dal costruttore [V];
- $\beta_{U_{oc}}$ = coefficiente termico della tensione a vuoto [$\%/^{\circ}C$];
- P_{max} = potenza massima misurata nelle condizioni STC, fornita dal costruttore [W];
- $\gamma_{P_{max}}$ = coefficiente termico della potenza [$\%/^{\circ}C$]

I coefficienti di temperatura α, β, γ permettono di ottenere informazioni sui parametri elettrici fondamentali della cella noti i valori standard forniti dal costruttore.

2.1.2 Il modulo fotovoltaico

I carichi correntemente utilizzati richiedono tensioni e correnti superiori a quelli forniti dalle singole celle; pertanto, per raggiungere i livelli di potenza richiesti, risulta indispensabile collegare tra loro più celle in serie e/o in parallelo. Il modulo è una struttura di celle interconnesse, in genere a gruppi di 60 o 72, isolata dall'ambiente esterno e capace di generare elettricità quando viene esposta alla luce solare. Diverse tecniche di costruzione permettono di comporre i moduli in modo che le celle siano protette da agenti ambientali (polvere, vento, umidità, ecc...) e rimangano all'interno di un intervallo di temperatura limitato (solitamente tra $45^{\circ}C - 75^{\circ}C$).

Il modulo fotovoltaico è caratterizzato da una potenza di picco (W_p), cioè la massima potenza uscente e da altri parametri elettrici: corrente di corto circuito I_{sc} , tensione di circuito aperto U_{oc} , corrente e tensione al punto di massima potenza, rispettivamente I_{mpp} e U_{mpp} . Tutti questi parametri sono riferiti alle condizioni STC e vengono forniti dal costruttore insieme alla curva caratteristica $I(U)$. Poiché le STC si riferiscono a condizioni di laboratorio, viene fornita dal costruttore anche la temperatura normale di funzionamento (Normal Operating Cell Temperature, NOCT). Tale temperatura è un parametro

caratteristico del modulo ed è il valore a cui questo si stabilizza, in condizioni di circuito aperto, con irradianza pari a 800 W/m^2 , velocità del vento di 1 m/s e temperatura ambiente pari a 20°C . Nota la NOCT (generalmente compresa tra 42°C e 50°C), si può determinare la temperatura di cella T_c riferita alle condizioni operative del modulo. Assumendo che la differenza di temperatura tra T_c e T_a dipenda linearmente dall'irradianza G , la temperatura di cella è data da:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20 [^\circ\text{C}]}{800 [W/m^2]} \cdot G [W/m^2] \quad (2.8)$$

Nel piano tensione-corrente, un modulo fotovoltaico presenta una caratteristica $I(U)$ simile a quella delle celle che lo compongono: si otterrà un cambiamento di scala sull'asse della tensione, se le celle sono collegate in serie, e sull'asse della corrente, per le eventuali stringhe in parallelo. Una causa di perdite, tipica della tecnologia fotovoltaica, è quella del “mismatching” delle curve $I(U)$, sia per tolleranze di fabbricazione sia per ombreggiamento su alcune celle. Se all'interno di un gruppo di celle connesse in serie tra loro, una di esse presenta una curva tensione-corrente diversa da quella delle altre per difetto costruttivo oppure perché ombrata, la caratteristica risultante avrà una tensione a circuito aperto U_{oc} pari alla somma delle tensioni a circuito aperto delle singole celle e una corrente di corto circuito I_{sc} teoricamente pari alla corrente di corto circuito della cella che eroga la corrente più bassa. Nella pratica la cella più scadente, all'aumentare del carico, può essere sottoposta ad una tensione inversa con conseguente potenza da dissipare; pertanto la cella può essere costretta a dissipare una potenza maggiore di quella massima dissipabile con la formazione di "hot spots" che, dopo un tempo dipendente dall'entità del sovraccarico e dal metodo di raffreddamento, possono provocare irrimediabili guasti alla cella. Un diodo, connesso in anti-parallelo alla cella in ombra, evita che la cella funzioni da utilizzatore in tensione inversa. Il diodo di bypass inoltre fa sì che la corrente di corto circuito della stringa non sia più limitata al valore della cella con caratteristica peggiore ma sia pari a quello delle rimanenti celle in serie. Pertanto, la potenza erogata dalla stringa è ridotta solo del contributo della cella scadente e non si verifica più la brusca riduzione di potenza che si aveva prima dell'inserimento del diodo. Nella pratica una tale tecnica di protezione per ogni singola cella è improponibile, per questo motivo il diodo di bypass si connette in anti-parallelo a gruppi di celle in serie formanti un modulo.

Analogamente, se in un gruppo di celle connesse in parallelo, una presenta una caratteristica diversa da quella delle altre, la caratteristica risultante avrà una corrente di corto circuito pari alla somma delle correnti di corto circuito delle singole celle e una tensione a circuito aperto molto prossima a quella della cella oscurata. La condizione peggiore per la cella oscurata si ha con carico esterno nullo, perché in tale condizione la cella oscurata è costretta ad assorbire la corrente delle altre celle illuminate. La sovra-temperatura conseguente a questa elevata corrente può causare il fuori servizio della cella. Un diodo connesso in serie alle singole celle in parallelo, può evitare che la cella in ombra funzioni da utilizzatore con corrente inversa. Tale protezione però è inaccettabile per il parallelo di singole celle, in quanto la caduta di tensione ai capi dei diodi è dello stesso ordine della tensione generata; per questo motivo il diodo in parallelo si applica a stringhe di diverse celle in serie.

Dalle considerazioni precedenti si deduce che nel collegamento serie o parallelo di celle fra loro, è vantaggioso impiegare celle con caratteristiche quanto più possibile simili. Ciò richiede, in sede costruttiva, una accurata selezione delle celle da collegare tra loro.

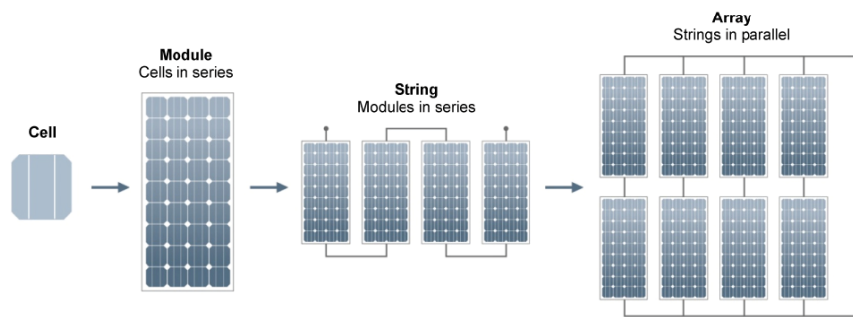


Figura 2.5: *Il generatore fotovoltaico*

Al fine di ottenere valori alti di potenza, è necessario connettere numerosi moduli tra loro. Un gruppo di moduli connessi in serie forma una struttura chiamata stringa; a loro volta le stringhe connesse in parallelo compongono l'*array* (figura 2.5). Come già analizzato in merito alle singole celle, i collegamenti serie e parallelo dei moduli possono presentare delle riduzioni di potenza erogata a causa di disomogeneità intrinseche o fenomeni esterni (ombreggiamento). Per tali ragioni si rendono necessarie delle protezioni

utili a non causare un danneggiamento irreversibile alle celle e permettere una riduzione minima delle prestazioni del campo fotovoltaico.

2.1.3 I moduli fotovoltaici bifacciali

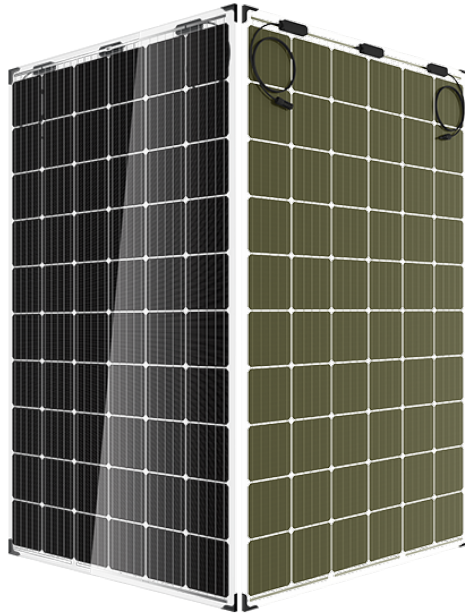


Figura 2.6: *Moduli fotovoltaici bifacciali (Trina Solar)*

Al fine di ridurre il costo dell'energia generata da fonte solare, le principali aree di interesse dell'industria del fotovoltaico riguardano il miglioramento delle celle solari e del rendimento energetico del modulo. I moduli fotovoltaici bifacciali sono in grado di produrre un contributo energetico supplementare per la stessa area attiva delle controparti monofacciali, grazie alla capacità di assorbire la luce dal lato posteriore. (Figura 2.6) La ricerca sul fotovoltaico bifacciale risale agli anni Sessanta, tuttavia ha acquisito slancio nel mercato globale dal 2010 circa, quando quasi tutti i principali produttori di moduli fotovoltaici in silicio mono e policristallino hanno cominciato a commercializzare moduli bifacciali. Il primo impianto fotovoltaico bifacciale è stato avviato a Hokuto City, in Giappone, nel 2013. La capacità dell'impianto è di circa 1,33 MWp, che durante il primo anno di attività ha generato 21,9% di energia in più rispetto a un impianto fotovoltaico monofacciale di dimensioni simili. [3] Successivamente, le centrali fotovoltaiche bifacciali hanno iniziato ad operare in altre regioni, come ad esempio a Valparaíso, Cile (in 2015,

2,48 MWp), a Vaassen, Olanda (nel 2017, 0,4 MWp), e a Golmud, Cina (in 2017, 71 MWp); quest'ultimo è di gran lunga il più grande del mondo dalla metà del 2018. Nel

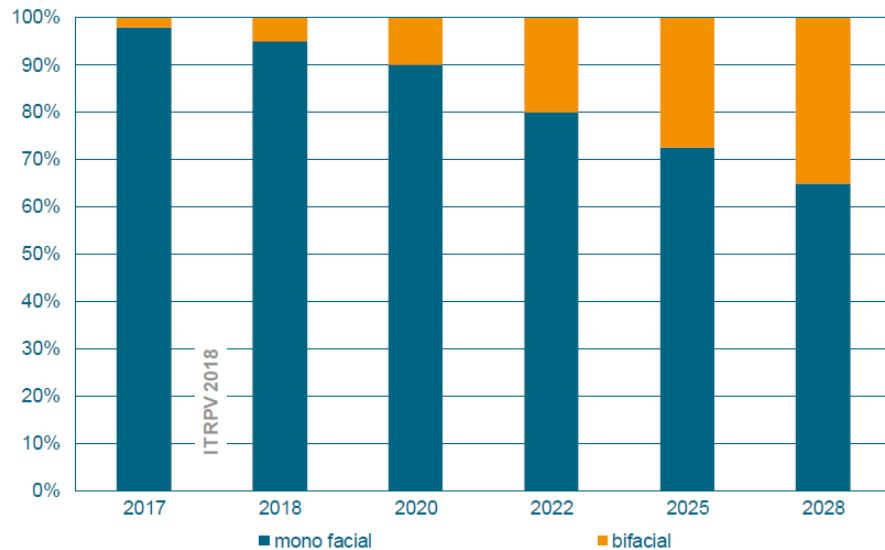


Figura 2.7: *Previsione di mercato: moduli monofacciali e bifacciali*

complesso, le prospettive future per i moduli fotovoltaici bifacciali sono promettenti: come previsto dalla International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), i moduli FV bifacciali dovrebbero tenere conto di circa il 35% della quota di mercato globale nel 2028, come mostrato in figura 2.7. [4]

La struttura di un modulo fotovoltaico bifacciale è simile a quella di un modulo tradizionale a singola faccia, con la differenza che nel bifacciale la copertura posteriore opaca viene sostituita con un vetro trasparente uguale a quello installato sul lato anteriore. (Figura 2.8) Inoltre, il posizionamento delle scatole di giunzione non è banale come per i monofacciali, in quanto queste devono essere collocate in punti che non generino ombre sul lato posteriore e sono spesso poste ai margini del modulo.

Per quanto riguarda la struttura delle celle solari bifacciali, queste possono essere classificate in base al numero delle loro giunzioni [5]:

- Celle bifacciali a doppia giunzione: Hiroshi Mori, un ricercatore giapponese propose nel 1960 una cella solare bifacciale generando una giunzione p-n su ciascuna superficie di un wafer di silicio, formando così una struttura p^+np^+ , come mostrato

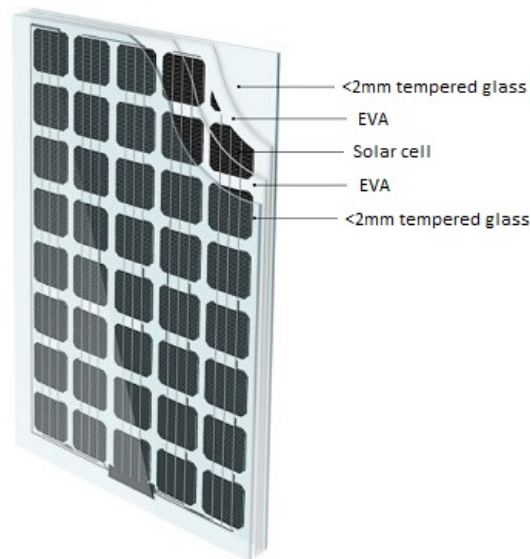


Figura 2.8: *Struttura di un modulo bifacciale*

in figura 2.9a. La sua idea era di aumentare l'efficienza di conversione delle celle solari al silicio. In tal caso, la seconda giunzione p-n sul retro avrebbe migliorato l'efficienza di raccolta per i fotoni a lunghezza d'onda lunga.

- Celle bifacciali BSF (Back Surface Field): presentano una giunzione omopolare pp^+ o nn^+ sulla superficie opposta rispetto a dove si trova la giunzione eteropolare pn (figura 2.9b). Per produrre questo tipo di cella viene utilizzata una combinazione di diffusioni di boro e fosforo.
- Celle bifacciali con passivazione dielettrica: una cella solare convenzionale è composta da una regione di tipo n e di tipo p. Se la lastra metallica posteriore viene sostituita da una griglia e lo spazio inter-metallico è passivato con un dielettrico, è possibile realizzare una cella bifacciale, come mostrato in figura 2.9c. Questa semplice struttura fu proposta per la prima volta nel 1977 da Chevalier e Chambouleyron. L'innovazione alla base del dispositivo fu che il metallo posteriore entrava in contatto diretto con la regione tipo p su un'area ristretta, mentre la maggior parte della superficie posteriore era passivata. Attualmente questa è la caratteristica principale attribuita alla nota cella solare tipo PERC (Passivated Emitter Rear Contact).

La produttività di un modulo bifacciale può essere espressa come la somma dell'e-

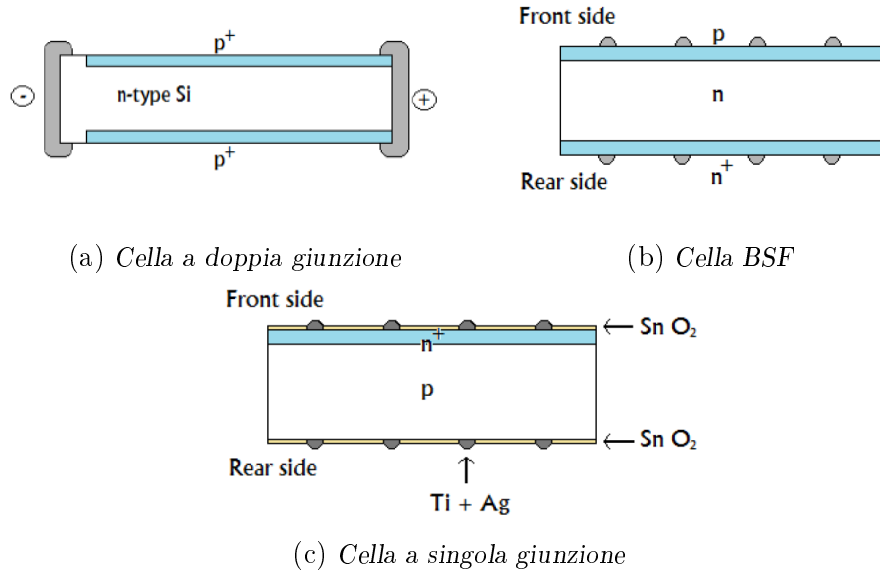


Figura 2.9: Tipologie di celle bifacciali

nergia generata dai lati anteriore e posteriore del modulo: $E_{\text{TOT}} = E_{\text{FRONT}} + E_{\text{REAR}}$. Nonostante la semplice formula, la previsione di tale produzione risulta complicata. Nei moduli monofacciali tradizionali, il lato frontale del modulo è responsabile di tutta la produzione di energia e questa può essere accuratamente modellata. La modellazione di un sistema bifacciale è significativamente più complessa di quella di un sistema monofacciale, a causa della necessità di stimare l'illuminazione posteriore del modulo, che dipende da diversi fattori: percentuale di radiazione diffusa, posizione del sole, radiazione riflessa dall'ambiente circostante, altezza da terra e angolo di inclinazione del modulo. Inoltre, le prestazioni sul campo dei moduli bifacciali dipendono fortemente dalla posizione e dalla progettazione dell'impianto: in generale, i moduli bifacciali producono maggiormente in paesi e regioni a una latitudine elevata poichè sfruttano efficacemente i bassi angoli di elevazione del sole. Inoltre, è preferibile una superficie del terreno con alta riflettività, che è uno dei parametri chiave per le prestazioni elettriche del modulo bifacciale. Una superficie di sfondo con un elevato coefficiente di riflessione fornisce un aumento della resa energetica maggiore rispetto a un modulo monofacciale. [6] Come mostra la figura 2.10, il modulo bifacciale è più sensibile alla riflessione dell'ambiente circostante, di conseguenza anche l'altezza da terra è un parametro da non trascurare.

In aggiunta, come per i moduli monofacciali, deve essere considerata una distanza

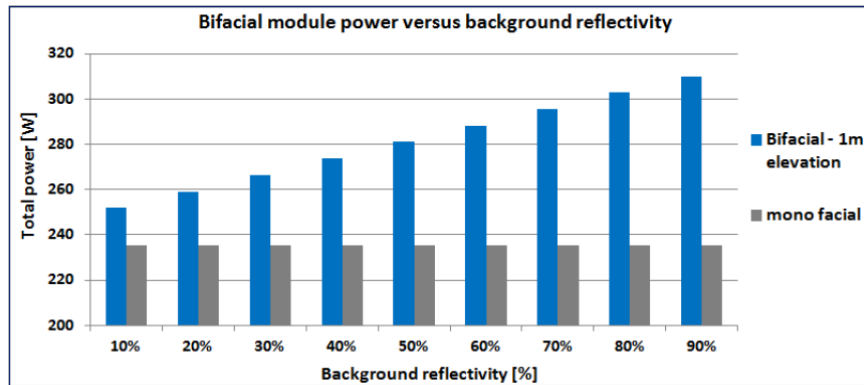


Figura 2.10: Confronto tra potenze prodotte dal modulo con diverso coefficiente di riflessione di sfondo a Konstanz, Germania. [6]

sufficiente davanti all'array e assicurarsi che non vi siano blocchi per i raggi solari diretti, in modo da evitare il più possibile l'ombreggiamento.

Nonostante possano produrre energia ricevendo da entrambi i lati, nei moduli bifacciali bisogna sempre distinguere la faccia anteriore da quella posteriore; questo perchè la prima è sempre più performante della seconda. Il fattore di bifaccialità (*bifaciality factor*) è un parametro che viene sempre indicato quando si caratterizza un modulo bifacciale poichè è il rapporto tra l'efficienza nominale del lato posteriore e quella della faccia anteriore. Attualmente questo valore si aggira intorno al 70%.

2.2 Struttura portante

I sistemi di montaggio fotovoltaici si distinguono tra fissi e ad inseguimento. Di particolare interesse in questo studio, sono le potenziali implicazioni sulla produzione di impianti a inclinazione fissa rispetto a strutture con inseguitore. La radiazione solare che raggiunge un pannello fotovoltaico è generalmente una combinazione di radiazione diretta, indiretta e riflessa. Le quote parti di radiazione diretta e indiretta dipendono dalle condizioni meteorologiche: in caso di cielo completamente coperto, la radiazione è quasi completamente diffusa; in caso di cielo terso, la componente diffusa è circa il 20% della totale. La parte riflessa deriva dalla parziale riflessione della radiazione che raggiunge la superficie della Terra. La percentuale di radiazione diretta che viene riflessa dipende dalla natura della

superficie su cui avviene la riflessione; per quanto riguarda questo studio, è stato assunto un albedo pari al 25%, rappresentativo di un terreno erboso.

2.2.1 Inseguitori del percorso solare

Un inseguitore solare (o tracker) è un dispositivo meccanico automatico atto ad orientare favorevolmente rispetto ai raggi del sole l'apparecchiatura montata a bordo, con lo scopo di massimizzarne l'efficienza. I moduli monofacciali con inseguitore ad asse orizzontale, o HSAT (Horizontal Single Axis Tracking), possono produrre circa il 20% di energia in più rispetto ai monofacciali fissi. [7] Nel campo fotovoltaico i moduli montati su un inseguitore vengono generalmente disposti geometricamente su un singolo pannello, pratica che evita l'impiego di un inseguitore per ogni singolo modulo. Attualmente è possibile installare inseguitori con differenti gradi di libertà. Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali inseguono il sole ruotando attorno a un solo asse e a seconda dell'orientamento di questo si distinguono in quattro tipi: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio, inseguitori di azimut, inseguitori ad asse polare. Gli inseguitori biassiali si distinguono in due tipologie, in base alla diversa orientazione degli assi di rotazione: quelli azimut-elevazione e quelli tilt-rollio. La scelta del sistema di inseguimento dipende da numerosi fattori, che includono le dimensioni dell'impianto, le caratteristiche del luogo di installazione, la latitudine e le condizioni climatiche locali. Gli inseguitori biassiali vengono impiegati nei piccoli impianti residenziali e nei Paesi che godono di incentivi molto elevati. Per i grandi parchi fotovoltaici, risultano più indicati gli inseguitori monoassiali di rollio, per sfruttare i bassi costi, nonché la semplicità e robustezza dell'installazione, che permette notevoli risparmi di scala oltre a un miglioramento interessante nella produzione di energia. Come conferma l'International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), il monoassiale è la tipologia di inseguitore che promette un maggior mercato nei prossimi anni. [4] Per questo studio verranno considerati inseguitori monoassiali di rollio, cioè con asse di rotazione orientato nella direzione Nord-Sud, che inseguono il sole nel percorso giornaliero da Est a Ovest.

Questa tipologia di inseguimento può essere migliorata con l'utilizzo del *backtracking*, un moto che evita l'ombreggiatura reciproca tra le file quando il sole è basso nel cielo. In particolare l'inseguimento con il backtracking prevede le seguenti fasi:

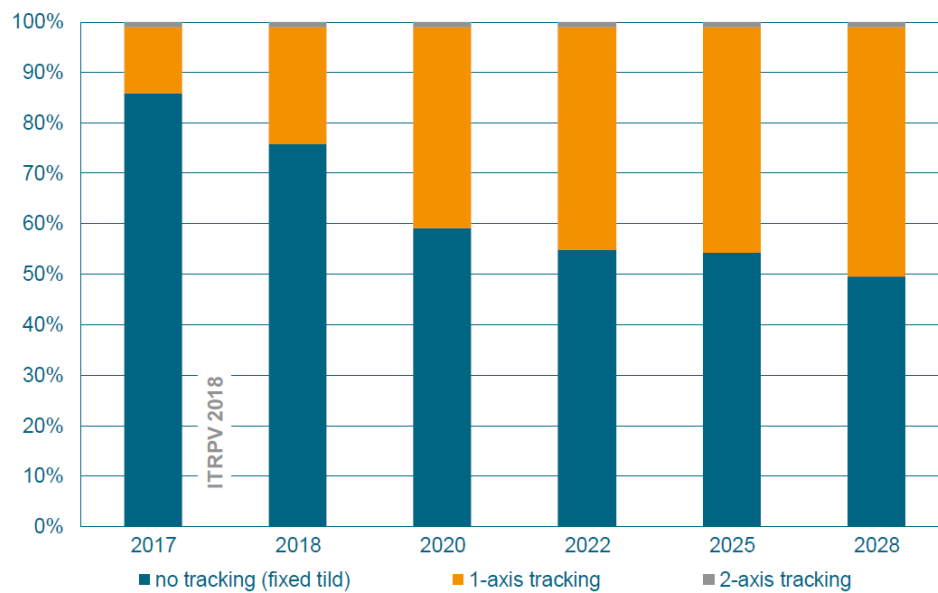


Figura 2.11: *Andamento del mercato dei sistemi a inseguimento per moduli FV (c-Si)*

1. Posizione di partenza. Prima dell'alba, i pannelli sono posizionati in orizzontale, paralleli al terreno.
2. Aggancio. Quando il sole spunta all'orizzonte, i pannelli ruotano verso la sua direzione, finchè non "agganciano" il sole raggiungendo così la perpendicolarità tra la superficie dei moduli e i raggi. L'angolo di inclinazione raggiunto dai pannelli (θ limite) è tale per cui non si ha ombreggiamento reciproco tra le file.
3. Inseguimento. In questa fase, i pannelli seguono il sole nel suo tragitto finchè non raggiungono l'inclinazione limite speculare a quella della fase precedente che evita l'ombreggiamento.
4. Ritorno. Oltre questa inclinazione, non è più possibile inseguire il sole senza generare ombre reciproche, perciò i pannelli ritornano gradualmente alla loro posizione iniziale orizzontale.

Tuttavia evitare l'ombreggiamento reciproco tra le file ha uno svantaggio poichè richiede di aumentare l'angolo tra la normale del modulo e i raggi solari diretti, angolo che dovrebbe essere il più possibile vicino allo zero per garantire una produzione ottimale. Questo comporta una diminuzione della produzione, rispetto a quella che si otterrebbe se non

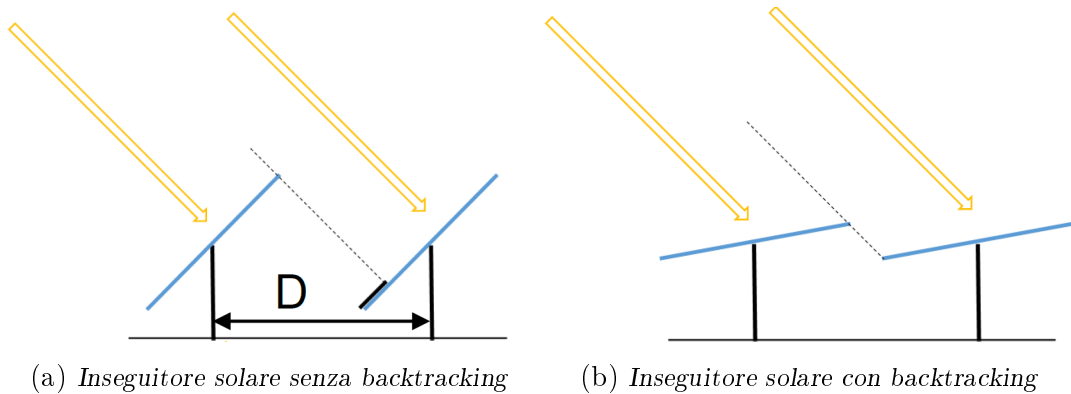


Figura 2.12: *Effetto del backtracking sull'ombreggiamento*

ci fosse interazione tra le file (cioè se le file fossero a distanza infinita l'una dall'altra), poichè la radiazione diretta non è sempre perpendicolare alla superficie ricevente, come è possibile vedere in figura 2.12. Tuttavia la perdita è inferiore a quella che si avrebbe per ombreggiamento reciproco se non venisse adottato il backtracking; per questo motivo il backtracking è una soluzione che è stata inclusa all'interno di questo studio, il cui obiettivo è quello di minimizzare il più possibile le perdite.

2.3 Inverter

L'inverter è uno dei componenti principali di un impianto fotovoltaico connesso a rete, in quanto rappresenta l'interfaccia tra l'impianto produttore di energia e la rete ricevente. La caratteristica che devono avere gli inverter è quella di convertire la massima potenza producibile in qualsiasi condizione di irraggiamento con un rendimento di conversione molto elevato, spesso compreso tra il 95-99%. Solitamente, per avere un alto rendimento, si cerca di lavorare con livelli di potenze in DC non troppo minori della potenza nominale dell'inverter. Le caratteristiche tipiche degli inverter per impianti fotovoltaici connessi a rete sono:

- Alto rendimento di conversione (superiore al 90%);
- Fattore di potenza $\cos\varphi > 0,9$;
- Bassa distorsione armonica della corrente in uscita;
- Inseguimento del punto di massima potenza;

- Capacità di limitare la potenza in ingresso;
- Accensione e spegnimento automatici con soglie che dipendono dall'irradianza;

A seconda del tipo di impianto fotovoltaico, gli inverter hanno potenze che vanno da poche decine di Watt a qualche MegaWatt. Gli inverter per gli impianti fotovoltaici possono avere diverse configurazioni in relazione alla potenza di picco e alla tipologia dell'impianto. Solitamente la scelta del numero di inverter viene fatta cercando un compromesso tra ottimizzazione dei costi dei componenti e ottimizzazione della produzione dell'impianto. Ci sono principalmente due configurazioni per gli inverter degli impianti fotovoltaici connessi alla rete:

- Inverter centralizzati. In questi sistemi i moduli sono collegati in serie fino ad ottenere la tensione richiesta dall'inverter. Tutte le stringhe dell'impianto vengono connesse in un quadro di parallelo fino ad ottenere la potenza DC da fornire all'inverter centralizzato. Esso converte la potenza da continua ad alternata e la inietta nella rete elettrica.
- Inverter di stringa. Essi permettono di avere rendimenti più elevati rispetto agli inverter centralizzati. Infatti, riducono le perdite dovute a ombreggiamenti parziali e a mismatching di stringa poichè hanno il vantaggio di seguire il punto di massima potenza della singola stringa a cui ognuno è connesso, così da ottimizzare la potenza delle varie stringhe al variare delle condizioni di irraggiamento e ombreggiamento.

Gli inverter attuali degli impianti connessi alla rete possiedono uno stadio di ingresso con la funzione di inseguitore del punto di massima potenza del generatore, detto MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Al fine di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico viene, infatti, impiegato un ulteriore convertitore di tipo DC/DC ausiliario in modo che in ogni istante il campo fotovoltaico lavori in punti prossimi a quelli di massima potenza. La ricerca di tali punti può avvenire con tecniche differenti: la più diffusa è "Perturba e Osserva" (P&O), la quale si basa su variazioni prefissate di tensione ($\Delta V < 0$, $\Delta V > 0$) nella direzione che produce variazioni positive di potenza; in altre parole, l'algoritmo perturba la tensione in uscita di un valore prefissato e, effettuato il prodotto tra tensione e corrente in un certo istante, lo confronta con il prodotto calcolato all'istante

precedente. Se a seguito di tale perturbazione si ottiene un incremento della potenza la successiva perturbazione avviene nel medesimo senso altrimenti viene invertito il segno e si ripete il procedimento fino al raggiungimento del punto di massima potenza (MPP), con una soglia di tolleranza prefissata. Grazie alla sua semplicità questa tecnica viene frequentemente adottata nei sistemi fotovoltaici in cui tutti i moduli ricevono un'irradiazione solare uniforme. Tuttavia, la ricerca del punto di massima potenza non è sempre così semplice poichè in alcuni casi l'array potrebbe non ricevere uniformemente la radiazione a causa di ombreggiature parziali, dovute alla presenza di edifici vicini, alberi, oppure dall'accumulo di sporco. Il problema dell'ombreggiatura parziale è quasi inevitabile in condizioni pratiche. Dal momento che la corrente di corto circuito di una cella solare è proporzionale alla radiazione, l'ombra parziale porta a una riduzione della corrente generata dai moduli ombreggiati. Allo stesso tempo, i moduli non in ombra continuano a generare una corrente elevata. Dato che la corrente di stringa deve essere uguale per tutti moduli connessi in serie, la conseguenza è che i moduli ombreggiati funzionano nella regione di polarizzazione inversa per condurre la corrente derivante dai moduli non ombreggiati, dissipando quindi potenza e riducendo la quantità di potenza estraibile dall'array. Inoltre, la dissipazione di potenza nei moduli ombreggiati può portare a problemi locali di surriscaldamento. Per mitigare questo problema, vengono utilizzati i diodi di bypass, che consentono un percorso alternativo per la corrente. Tuttavia, l'utilizzo del diodo influisce sulla caratteristica elettrica del campo fotovoltaico: a causa dell'azione dei diodi, compaiono molteplici picchi nella curva $P(U)$ di un array fotovoltaico in caso di ombra, come mostrato in figura 2.13. Per le tecniche convenzionali di inseguimento del punto di massima potenza come la P&O, tutti i massimi della figura 2.13 soddisfano la condizione di punto di massima potenza. L'errore nella tecnica si manifesta se il punto operativo inseguito è un picco locale (LP), poichè l'algoritmo si ferma in quel punto e la potenza di uscita dall'array è significativamente inferiore rispetto a quella del picco globale (GP). [8] La perdita di potenza dovuta al inseguimento di un LP può arrivare fino al 70%. Le tecniche convenzionali di inseguimento non sono dunque esatte in condizioni di ombreggiatura parziale e necessitano di correzioni, senza le quali si possono manifestare perdite di potenza significative. Per questo motivo, negli ultimi anni sono stati condotti numerosi studi per ridurre le perdite negli impianti fotovoltaici causati da ombreggiamen-

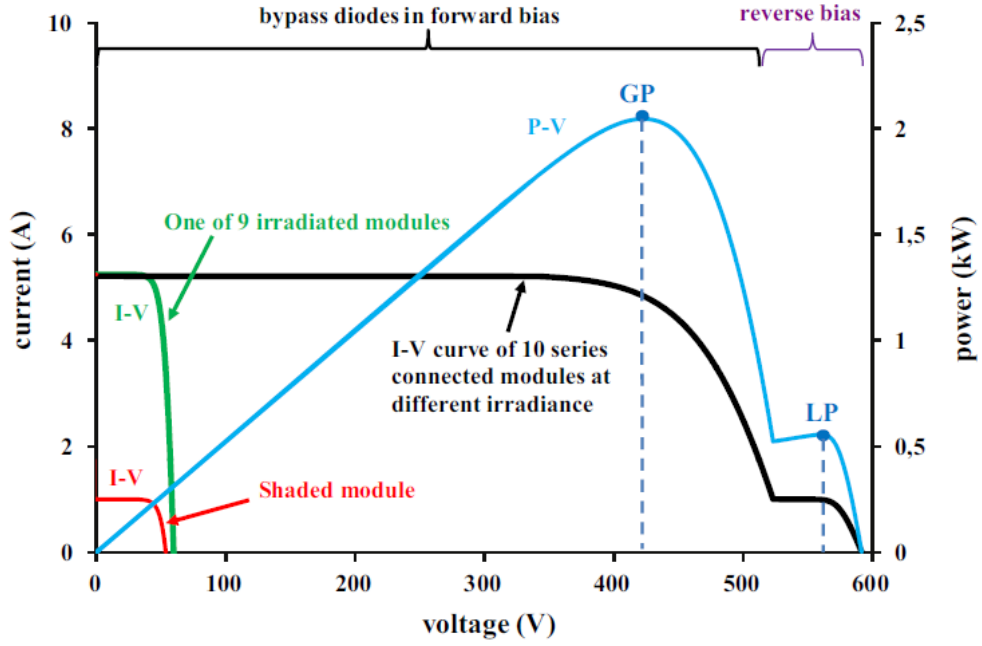


Figura 2.13: Curve caratteristiche $I(U)$ e $P(U)$ di una stringa FV formata da 10 moduli in serie, in condizioni di ombreggiamento parziale [8]

to parziale, come quello condotto da Spertino et al. (2015) [8]. In questo studio si è scelto di affrontare il problema dell'ombreggiamento parziale supponendo che il MPPT sia in grado di trovare il punto globale di massima potenza.

2.3.1 Il rapporto tra le potenze nominali dell'array e dell'inverter

Ogni inverter ha una potenza nominale massima e questo è importante per due ragioni. Innanzitutto, i valori nominali dei componenti elettronici di potenza nell'inverter sono spesso progettati tenendo conto di una specifica gamma di potenza e tensione. In secondo luogo, il punto di connessione alla rete è progettato con una potenza massima specifica. Tecnicamente, gli inverter non generano mai più della potenza massima in corrente alternata (AC) dichiarata dal costruttore e limitano la potenza quando quella effettiva che arriva al lato di corrente continua (DC) è superiore a quella che l'inverter può emettere in AC: questo si traduce in una perdita pari alla potenza in eccesso. Tuttavia, il sotto-dimensionamento dell'inverter, cioè l'installazione di un generatore FV che produce una maggiore potenza DC rispetto alla potenza AC dell'inverter, può risultare conveniente.

Per spiegare quanto appena affermato bisogna ricordare che i moduli fotovoltaici non

si comportano costantemente alla loro potenza nominale. La potenza in uscita dei moduli è influenzata dal tempo, dalla posizione del sole durante il giorno, dalla stagione, dalle condizioni locali del sito e dall'orientamento. E' vero che un modulo è classificato in condizioni STC ma in pratica i sistemi raramente lavorano in queste condizioni ideali. Inoltre, la potenza di uscita del modulo può diminuire a causa di invecchiamento e sporcizia.

Il rapporto tra le potenze nominali dell'array e dell'inverter, che per brevità verrà chiamato semplicemente rapporto DC/AC, è definito come il rapporto tra la potenza in STC del generatore e la potenza nominale (AC) dell'inverter:

$$R = \frac{P_{DC}(STC)}{P_{AC,max}} \quad (2.9)$$

Dove la potenza AC massima dell'inverter ($P_{AC,max}$) è la potenza nominale dell'inverter.

Il progetto di un impianto fotovoltaico si basa più sull'energia prodotta durante la giornata che sulla potenza di picco. Si consideri il grafico della produzione di energia in funzione dell'ora del giorno nella figura 2.14.

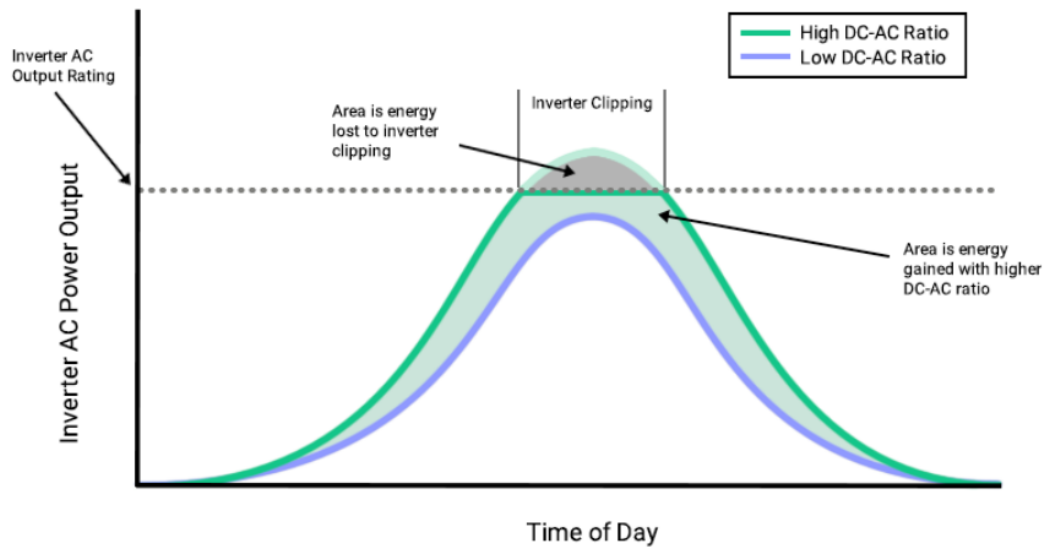


Figura 2.14: *Effetto del rapporto DC/AC sulla produzione giornaliera*

Le linee in figura mostrano due curve di potenza a campana tipiche di un impianto FV durante una giornata ideale. La differenza tra le due curve è il rapporto AC/DC. La linea in viola rappresenta un impianto con un basso rapporto e mostra un picco di potenza a mezzogiorno che rimane al di sotto del valore nominale dell'inverter indicato dalla linea tratteggiata. Se si estendono le dimensioni del generatore solare incrementando

la potenza in DC e aumentando così il rapporto DC/AC del sistema (come illustrato dalla curva verde), si ottengono due effetti. Il primo è l'effetto negativo dovuto al taglio della potenza (*clipping*) nelle ore centrali della giornata: l'area grigia al di sopra della potenza massima dell'inverter è energia effettivamente persa. L'effetto positivo, invece, è la maggiore generazione di energia quando la potenza è al di sotto del limite dell'inverter, solitamente per la maggior parte della giornata. L'area tra le curve verde e viola è l'energia che si ottiene aumentando il rapporto DC/AC e corrisponde a una produzione energetica aggiuntiva nel mattino e nel tardo pomeriggio.

Come è possibile vedere dalla figura 2.14, l'area rappresentativa dell'energia guadagnata è maggiore di quella che rispecchia l'energia persa; da qui si deduce che conviene avere un rapporto DC/AC maggiore dell'unità.

Nonostante il guadagno in produzione che questo metodo comporta, il sottodimensionamento dell'inverter non è tipicamente a requisito, perciò un innalzamento eccessivo del rapporto DC/AC può influire negativamente sulla durata dell'inverter; per questo motivo raramente il surplus di potenza in DC supera di più del 50% la potenza nominale dell'inverter. Come sarà possibile vedere nei prossimi capitoli, il rapporto DC/AC sarà oggetto di studio come variabile nell'analisi di sensibilità (al fine di constatare l'effettivo aumento di produzione sopra descritto) e i suoi valori saranno compresi tra 1.1 e 1.5.

Capitolo 3

Configurazioni di array a confronto: bifaccialità, inseguimento solare, distanza tra le file

Lo studio qui descritto è nato dalla volontà di generare un modello simulativo che abbia la capacità di indicare le scelte progettuali più convenienti in base al terreno disponibile e alle esigenze di un ipotetico committente. Si tratta quindi di identificare la configurazione migliore, dal punto di vista tecnico quanto economico, tra una serie tipologie di impianto presa in esame. In particolare, la ricerca verte sulle differenze tra moduli monofacciali e bifacciali e tra strutture fisse e con inseguitore. Se da una parte è prevedibile che, ragionando dal punto di vista della produzione, un impianto provvisto di inseguitore è più promettente di uno a struttura fissa, dall'altra non vuol dire che valga lo stesso in termini economici. La stessa affermazione è valida per il binomio tra moduli monofacciali e bifacciali: i bifacciali sono più performanti perchè sfruttano anche il lato posteriore della cella, tuttavia allo stato attuale sono leggermente più costosi. Per effettuare un studio appropriato è dunque necessario definire il vantaggio produttivo di una tecnologia rispetto all'altra, per poi capire se questo vantaggio si mantiene anche a livello economico.

Le analisi energetica ed economica saranno affrontate nei prossimi capitoli. In questo capitolo saranno elencate le configurazioni possibili di impianto scelte, con le specifiche che le caratterizzano: tipologia e potenza dei moduli, struttura (fissa o con inseguitore), rapporto DC/AC, frazione di copertura del terreno (*Ground Cover Ratio*).

Per determinare le differenze puramente tecniche e successivamente quelle economiche, sono state create quattro “macro-famiglie” di sistema FV, qui elencate:

- Modulo monofacciale, struttura fissa
- Modulo monofacciale con inseguitore
- Modulo bifacciale, struttura fissa
- Modulo bifacciale con inseguitore

Per ogni gruppo sono stati eseguiti degli studi più ramificati e delle analisi di sensitività che verranno descritti in dettaglio nel corso di questo capitolo. Se le ramificazioni effettuate per determinare le singole configurazioni sono state generate “verso il basso”, cioè partendo dalla famiglia e andando a diversificare gli aspetti tecnici per ogni configurazione, l’analisi dei risultati sulla produzione verranno eseguiti “verso l’alto”, cioè individuando prima la configurazione migliore di ciascuna famiglia e in seguito confrontando tra loro i quattro migliori risultati.

3.1 Definizione del progetto

Come già accennato, si è voluto creare un modello generale applicabile ad un numero più grande possibile di casistiche. In questo caso specifico il modello è stato impiegato su un terreno ipotetico di circa 12 ettari situato nei pressi di Valenza (AL), con una potenza massima permessa di immissione in AC pari a 7 MW. L’estensione del terreno si intende “alla recinzione”; considerando che all’interno di quell’area devono rientrare anche le strade interne e le cabine, è stata definita una frazione percentuale da sottrarre al terreno totale pari al 10%.

Il terreno utile per l’installazione dei pannelli fotovoltaici risulta quindi essere pari a 10.8 ettari. I parametri descritti sono riassunti in tabella 3.1. Per garantire una potenza di immissione pari a 7MW, sono stati scelti gli inverter di stringa del tipo Sungrow SG125HW da 125 kW ciascuno, per un totale di 56 unità. In tabella 3.2 sono riportate le specifiche dell’inverter e in figura 3.1 la curva di efficienza fornita dal costruttore.

Comune	Valenza (AL)
Superficie alla recinzione	120 000 m^2
Superficie utile moduli	108 000 m^2
Potenza immissione in AC	7 MW

Tabella 3.1: *Caratteristiche dell'impianto*

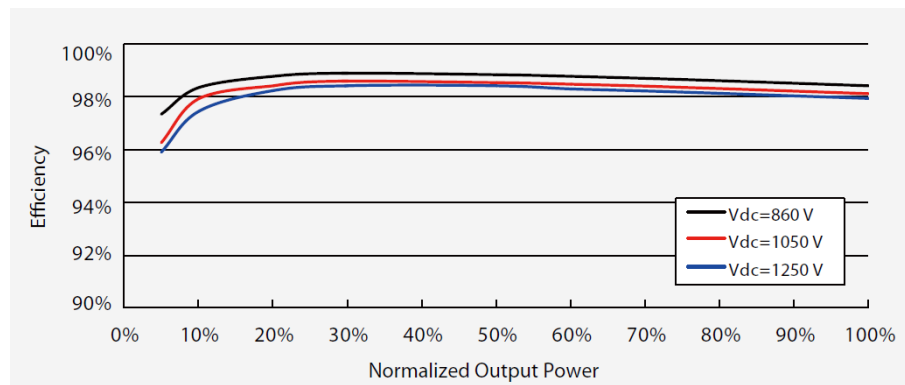


Figura 3.1: *Curva di efficienza di conversione DC/AC dell'inverter*

Sungrow SG125HV	
Potenza nominale	125 kW
Tensione nominale DC	1050 V
Tensione massima DC	1500 V
Corrente massima DC	148 A
Tensione nominale AC	600 V
Range tensione AC	480-690 V
Corrente massima AC	120 A

Tabella 3.2: *Specifiche inverter*

3.2 Casi studio

Al fine di rendere l'analisi più completa e priva di effetti derivanti dalle caratteristiche di un modulo particolare si è voluto estendere lo studio su più moduli prodotti da costruttori diversi e con potenze e rendimenti differenti.



(a) JAM72S01 330-350



(b) TSM-DE14A (II)



(c) JAM72S01 370-390

Figura 3.2: Moduli monofacciali

Modulo	JAM72S01 330-350	TSM-DE14A (II)	JAM72S01 370-390
Produttore	JA Solar	Trina Solar	JA Solar
Potenza nominale [W]	345	365	390
Efficienza [%]	17.8	18.8	20.1
U_{OC} [V]	46.6	48.0	49.3
U_{MPP} [V]	38.2	39.3	40.6
I_{SC} [A]	9.68	9.77	10.2
I_{MPP} [A]	9.05	9.30	9.61
Cella	mono-Si	mono-Si	mono-Si
Numero di celle	72(6x12)	72(6x12)	72(6x12)
α_{Isc} [%/°C]	+0,059	0,050	0,060
β_{Voc} [%/°C]	-0,330	-0,290	-0,300
γ_{Pmax} [%/°C]	-0,400	-0,390	-0,380
altezza [mm]	1960	1960	1960
larghezza [mm]	991	992	991
profondità [mm]	40	40	40

Tabella 3.3: Caratteristiche tecniche dei moduli monofacciali

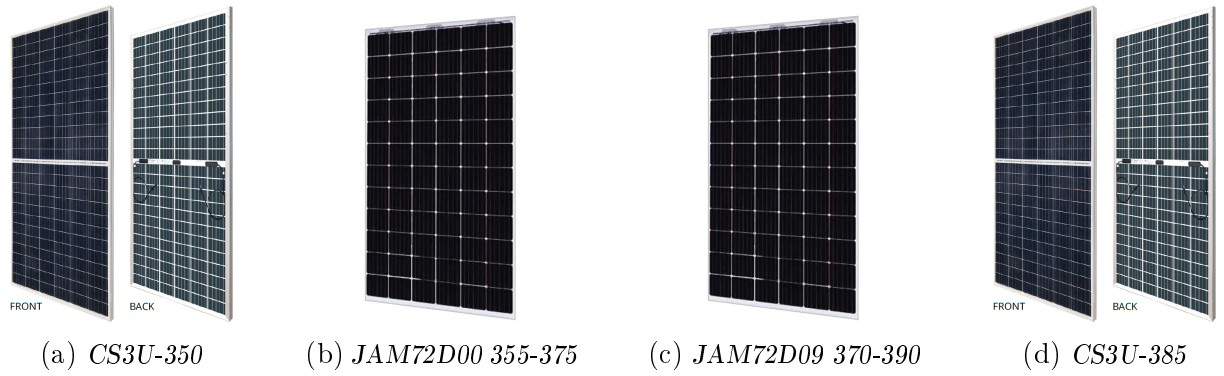


Figura 3.3: *Moduli bifacciali*

Modulo	CS3U-350	JAM72D00 355-375	JAM72D09 370-390	CS3U-385
Produttore	Canadian Solar	JA Solar	JA Solar	Canadian Solar
Potenza nominale [W]	350	355	370	385
Efficienza [%]	17.5	18.0	18.6	19.3
V_{OC} [V]	46.6	47.7	48.2	48.0
V_{MPP} [V]	39.2	39.8	39.4	40.2
I_{SC} [A]	9.51	9.60	9.91	10.1
I_{MPP} [A]	8.94	8.93	9.39	9.58
Cella	poli-Si	mono-Si	mono-Si	mono-Si
Numero di celle	144 [2x(12x6)]	72(6x12)	72(6x12)	144 [2x(12x6)]
Fattore bifaccialità [%]	72	70	70	73
α_{Isc} [%/°C]	0,050	0,060	0,060	0,050
β_{Voc} [%/°C]	-0,290	-0,300	-0,300	-0,290
γ_{Pmax} [%/°C]	-0,370	-0,380	-0,370	-0,370
altezza [mm]	2022	1987	1998	2015
larghezza [mm]	992	992	994	995
profondità [mm]	30	25	25	30

Tabella 3.4: *Caratteristiche tecniche dei moduli bifacciali*

Le caratteristiche principali dei moduli considerati sono riportate nelle tabelle 3.3 e 3.4 (e rispettivamente nelle figure 3.2 e 3.3). Come si evince dalla tabella 3.3, è presente una differenza in termini di efficienza nei tre modelli, in particolare il JA

Solar 390W presenta le migliori prestazioni con un'efficienza del 20,1%; seguono poi il TrinaSolar 365W (18,8%) e il JA Solar 345W (17,8%). Si nota, inoltre, come siano differenti anche le potenze di picco dei tre moduli scelti con una sequenza analoga a quella vista per l'efficienza. Il differente valore di efficienza è dettato dalla diversa tecnologia utilizzata: il modello JA Solar 390W sfrutta la tecnologia PERC (*Passivated Emitter Rear Contact*), che ottimizza la cattura della radiazione solare in prossimità della superficie posteriore grazie alla passivazione dello strato posteriore. Questa tecnologia può essere applicata sia sul silicio monocristallino sia sul policristallino ed è compatibile con le linee di produzione esistenti, tanto che risulta già diffusa nel mercato attuale. [9] Per quanto riguarda i bifacciali in tabella 3.4 e figura 3.3, il Canadian Solar 385W è il modulo con maggior efficienza dichiarata ed è anche quello che presenta il fattore di bifaccialità più elevato rispetto agli altri. I due JA Solar, al contrario, con un 70% di *bifaciality factor* riescono meno a sfruttare il lato posteriore, ma entrambi sono muniti di tecnologia PERC, che permette loro di ottenere rendimenti sicuramente più che modesti. Come la PERC,

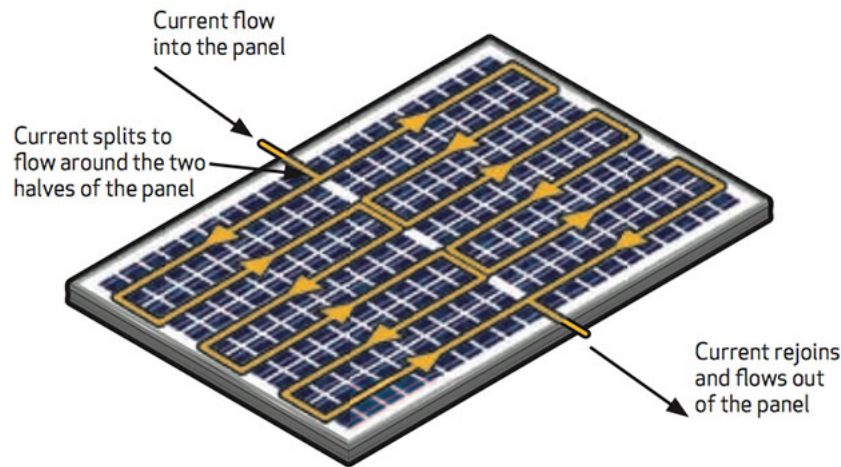


Figura 3.4: Percorso della corrente in un modulo *half-cell*

un'altra tecnologia promettente per il prossimo futuro è il modulo *half-cell* [4], presente nei due moduli Canadian Solar utilizzati in questo studio. I moduli “a celle dimezzate” presentano celle solari che hanno appunto la metà delle dimensioni tradizionali, di forma rettangolare e in numero doppio rispetto ai moduli tradizionali (120 o 144), il che migliora le prestazioni e la durata del modulo. Innanzitutto, se le celle solari sono dimezzate, anche

la corrente che le attraversa viene dimezzata, quindi le perdite resistive vengono ridotte: se un modulo con celle tradizionali è attraversato dalla corrente I , allora le perdite saranno $R \cdot I^2$; in un modulo a celle dimezzate la corrente sarà pari a $I/2$, perciò le perdite saranno $R \cdot I^2/4$. In figura 3.4 si può vedere come fluisce la corrente generata in un modulo *half-cell*. In secondo luogo, celle più piccole subiscono ridotte sollecitazioni meccaniche, quindi vi è un minore rischio di rottura.

Ciascun modulo di quelli elencati è stato studiato sia in struttura fissa e sia con inseguitore per un totale di 6 combinazioni modulo-struttura per la tecnologia monofacciale e 8 per quella bifacciale.

3.3 Analisi di sensibilità

Una volta definite le configurazioni studio del sistema bisogna considerare che l'efficienza del singolo modulo e la struttura su cui è fissato non sono gli unici aspetti che influiscono sulla produzione di un impianto. Fissati i parametri caratteristici del terreno e del punto di immissione in rete (Tabella 3.1), per ogni caso studio è stata ricercata la configurazione ottimale variando la potenza DC installata. Questo si traduce in una variazione del

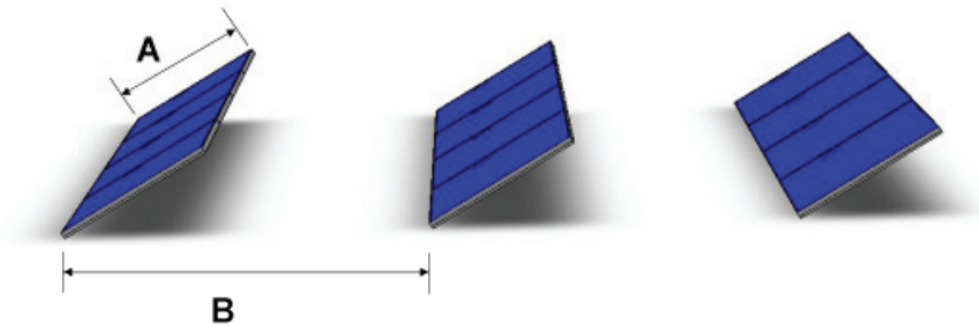


Figura 3.5: *Ground Cover Ratio*

rapporto DC/AC, dato che la potenza di immissione in rete in AC è fissata a 7 MW. Poichè la superficie disponibile di installazione non varia, il rapporto DC/AC diventa funzione del GCR (*Ground Cover Ratio*). Il GCR è definito come il rapporto tra la larghezza del pannello o vela (distanza A, in figura 3.5) e la distanza tra le file di pannelli (distanza B). Il *Ground Cover Ratio* dà indicazione della copertura del terreno: se il suo valore è ridotto significa che le file sono lontane tra loro, un valore invece elevato si traduce in una distanza minore tra le file di moduli. I valori limite teorici che si ricavano dalla definizione del GCR sono:

- $GCR=0$, si otterrebbe se la distanza tra le file tendesse a un valore infinito;
- $GCR=1$, se le file fossero a una distanza pari alla larghezza dei moduli.

E' chiaro che entrambi i valori risultano puramente teorici e non applicabili nella pratica. Il limite teorico inferiore garantirebbe un'assenza totale di ombreggiamento reciproco tra le file ma non darebbe la possibilità di sfruttare pienamente il terreno disponibile. Il limite superiore, al contrario, non permetterebbe di ottenere il massimo rendimento dalla tecnologia fotovoltaica, provocando frequenti ombre reciproche. Nella pratica generalmente

il GCR ha valori compresi tra 0.3 e 0.6.

Usando la definizione di GCR si può scrivere l'equazione:

$$\frac{P_{DC}}{\eta_{mod}} = \frac{S}{1+c} \cdot GCR \cdot G_{STC} \quad (3.1)$$

Dove:

- P_{DC} : potenza totale installata
- η_{mod} : rendimento del modulo
- S : superficie lorda, intesa come “alla recinzione”
- c : coefficiente riduzione terreno utile (10%)
- G_{STC} : radiazione in condizioni standard pari a 1000 W/m^2

Sostituendo in (3.1) la potenza installata usando la definizione del rapporto DC/AC (espresso nella (2.9)) e isolando quest'ultimo, si ottiene:

$$R = \frac{S \cdot \eta_{mod} \cdot GCR \cdot G_{STC}}{(1+c) \cdot P_{AC}} \quad (3.2)$$

L'equazione 3.2 chiarisce che scegliendo un modulo (e quindi la sua efficienza) e avendo già fissato gli altri parametri, il rapporto DC/AC diventa funzione del solo GCR.

Per ciascun caso studio sarà effettuata un'analisi di sensitività variando la copertura del terreno e, di conseguenza, il rapporto DC/AC. Nelle tabelle 3.5 e 3.6, sono riportati i valori del rapporto DC/AC al variare del GCR, calcolati con la (3.2). I valori in rosso risultano fuori dall'intervallo di studio considerato: rapporti DC/AC al di sotto di 1.1 non ottimizzano la produzione, valori al di sopra di 1.55 possono essere dannosi per l'inverter. A parte questi valori, sono state simulate tutte le configurazioni risultanti sopracitate. La tabella 3.7 le riassume in dettaglio, riportando la potenza del modulo, la tecnologia mono o bifacciale, il GCR e il conseguente rapporto DC/AC e infine la potenza installata

potenza [W]	η_{mod} [%]	Ground Cover Ratio			
		0,37	0,41	0,45	0,49
345	17,8	1,04	1,15	1,26	1,37
365	18,8	1,09	1,21	1,33	1,45
390	19,7	1,15	1,27	1,39	1,52

Tabella 3.5: Rapporti DC/AC per moduli monofacciali, al variare del GCR

potenza [W]	η_{mod} [%]	Ground Cover Ratio			
		0,39	0,43	0,48	0,52
350	17,5	1,07	1,18	1,32	1,43
355	18,0	1,10	1,22	1,36	1,47
370	18,6	1,14	1,26	1,40	1,52
385	19,3	1,18	1,30	1,46	1,58

Tabella 3.6: Rapporti DC/AC per moduli bifacciali, al variare del GCR

dell'impianto. Si noti che le 25 configurazioni finali sono state implementate nelle valutazioni tecnologiche ed economiche con struttura portante sia fissa sia con inseguitore, per un totale di 50 configurazioni.

Num.	M=Mono B=Bifacciale	Potenza modulo [W]	GCR [%]	DC/AC [-]	Potenza installata [MW]
1	M	345	0,41	1,15	8,03
2	M	345	0,45	1,26	8,82
3	M	345	0,49	1,37	9,60
4	M	365	0,37	1,09	7,66
5	M	365	0,41	1,21	8,49
6	M	365	0,45	1,33	9,31
7	M	365	0,49	1,45	10,14
8	M	390	0,37	1,15	8,02
9	M	390	0,41	1,27	8,89
10	M	390	0,45	1,39	9,76
11	M	390	0,49	1,52	10,63
12	B	350	0,43	1,18	8,26
13	B	350	0,48	1,32	9,22
14	B	350	0,52	1,43	9,99
15	B	355	0,39	1,10	7,73
16	B	355	0,43	1,22	8,52
17	B	355	0,48	1,36	9,51
18	B	355	0,52	1,47	10,30
19	B	370	0,39	1,14	7,99
20	B	370	0,43	1,26	8,81
21	B	370	0,48	1,40	9,83
22	B	370	0,52	1,52	10,65
23	B	385	0,39	1,18	8,28
24	B	385	0,43	1,30	9,13
25	B	385	0,48	1,46	10,19

Tabella 3.7: *Configurazioni di impianto a confronto*

Capitolo 4

Modelli di calcolo della producibilità

La producibilità energetica di un impianto fotovoltaico è una grandezza che dipende da molti parametri; in questo capitolo verranno presentate le ipotesi assunte per il calcolo della producibilità e come queste vengono implementate in due metodi di calcolo differenti: il primo metodo si sviluppa seguendo una serie di equazioni, il secondo si basa sull'utilizzo del software PVsyst. I metodi verranno usati per calcolare la producibilità di alcune configurazioni di quelle elencate nel capitolo precedente e i risultati ottenuti saranno confrontati tra loro. Le configurazioni scelte per il confronto sono elencate in tabella.

	P. modulo [W]	GCR [%]	P. installata [MW]
Monofacciale fisso	365	45	9.31
Monofacciale con inseguitore	365	37	7.66
Bifacciale fisso	370	48	9.83
Bifacciale con inseguitore	370	39	7.99

Tabella 4.1: *Configurazioni scelte per il confronto dei modelli*

4.1 Modello in Matlab

Per calcolare la producibilità si fa riferimento al calcolo della potenza disponibile, considerando le reali condizioni di funzionamento, quali:

- L'irradianza globale media oraria incidente sui moduli;
- La temperatura delle celle;
- La disponibilità dell'impianto.

La radiazione incidente e la temperatura ambiente sono state importate da PVsyst in valori orari per tutto l'anno, per ragioni che verranno spiegate in seguito. Per semplicità è stata considerata una disponibilità dell'impianto pari al 100%. Date le condizioni di funzionamento, per il calcolo della potenza effettiva immessa in rete è necessario tenere conto delle perdite di impianto, che riguardano il modulo singolo, la stringa, l'inverter, l'effetto Joule nei cavi e il trasformatore. La figura 4.1 riporta il diagramma di flusso rappresentativo del modello implementato in Matlab. In sintesi, le variabili in ingresso sono (in valori orari): la radiazione reale incidente, espressa come rapporto sulla radiazione in condizioni STC ($G_{\text{real}}/G_{\text{STC}}$), la temperatura ambiente (T_{amb}) e il fattore di ombreggiamento sulla radiazione diretta (K_{shad}). Questi valori orari sono utilizzati per il calcolo delle perdite che da essi dipendono, ciascuna delle quali è rappresentata da un blocco. Come si può vedere dalla figura 4.1, i valori orari della radiazione incidente sul modulo sono necessari sia per il calcolo della perdita per effetto Joule nel lato DC sia per la perdita nell'inverter; le variazioni della temperatura ambiente influiscono anche queste sull'inverter, oltre che sull'effetto termico del singolo modulo; il fattore di ombreggiamento è necessario solo per il calcolo della perdita per ombreggiamento nel modulo.

Partendo dal principio del diagramma di flusso, si vede come la radiazione che incide sul modulo genera una potenza che sarebbe quella disponibile se il modulo non avesse perdite (P_{disp}); dato che quest'ultima dipende solo dalla radiazione effettivamente incidente, mentre quella nominale dell'impianto è riferita alle condizioni STC, il calcolo si riduce ad una proporzione, per cui:

$$P_{\text{disp}} = P_{\text{STC}} \cdot \frac{G_{\text{real}}}{G_{\text{STC}}} \quad [kW] \quad (4.1)$$

La G_{real} per i moduli bifacciali comprende anche la radiazione che raggiunge il lato posteriore ed è stata considerata come la somma della radiazione incidente sul lato anteriore e quella incidente sul posteriore moltiplicata per il fattore di bifaccialità (ρ):

$$G_{\text{real}} = G_{\text{real,front}} + G_{\text{real,back}} \cdot \rho \quad (4.2)$$

Partendo da questo valore della potenza “lorda”, si svolgeranno le valutazioni di tutte le perdite indicate dal diagramma, che sono calcolate in dettaglio qui di seguito. Si noti che questo studio è stato sviluppato supponendo la presenza di un MPPT in grado di trovare sempre il punto di massima potenza globale.

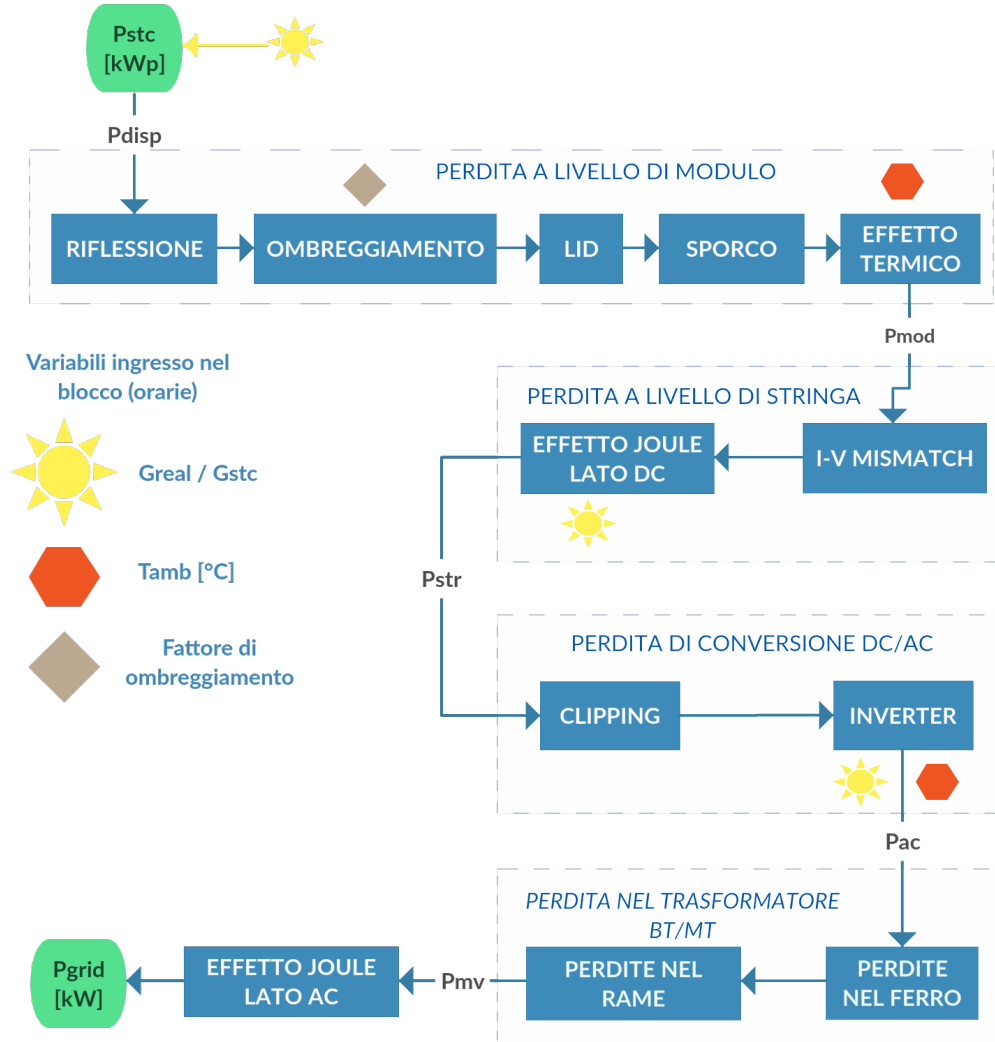


Figura 4.1: Diagramma di flusso per il modello implementato in Matlab

4.1.1 Perdite nel modulo

Le perdite nel modulo prese in considerazione sono quelle dovute a riflessione, ombreggiamento, LID, sporcizia ed effetto termico. Considerato che le perdite per riflessione e ombreggiamento sono dovute al calcolo puramente geometrico, per il calcolo nel modello implementato in Matlab, da PVsyst è stata importata la radiazione incidente sul modulo al netto di queste due perdite. Questa scelta è stata fatta per due motivi. Innanzitutto, l'ombreggiamento è inteso non soltanto per la radiazione diretta quanto per la diffusa e la riflessa dal terreno; mentre il calcolo dell'ombra sulla prima è più semplice da determinare, quello sulle altre due non è ugualmente immediato, tuttavia non può neanche essere trascurato. L'ombreggiamento sulla radiazione diffusa, in particolare, diventa più importante per le configurazioni che prevedono gli inseguitori, in quanto non ci sono perdite per ombreggiamento sulla radiazione diretta, poichè si attua l'inseguimento con *backtracking*. In secondo luogo, PVsyst mette anche a disposizione la radiazione globale incidente sul lato posteriore, che risulta utile per i moduli bifacciali e che sarebbe un calcolo complesso da implementare.

Contrariamente, le perdite elettriche aggiuntive dovute all'ombreggiamento parziale sono state implementate nei modelli delle configurazioni a struttura fissa, i quali presentano ombre sulla radiazione diretta, e sono calcolate partendo dall'ombreggiamento geometrico che PVsyst fornisce tramite il fattore di ombreggiamento K_{shad} . In base all'avanzamento dell'ombra, il modello attua il taglio di potenza che simula il comportamento del diodo di by-pass, tramite un algoritmo la cui logica è presentata in breve.

All'interno del modulo le celle sono collegate in serie, ciò significa che il valore di corrente del modulo è pari al valore minimo di corrente tra tutte le celle; perciò se anche solo una cella viene ombreggiata, la perdita dovuta all'effetto elettrico è pari a quella che si avrebbe se tutto il modulo fosse in ombra. Il diodo di bypass è un dispositivo collegato in parallelo ad un gruppo di celle (generalmente 18 o 24) all'interno del modulo stesso e ha un duplice compito: proteggere le celle oscurate dalle tensioni inverse e consentire, con la sua azione di bypass, che la potenza erogata dal modulo venga ridotta solo del contributo della parte ombreggiata. Teoricamente, per evitare completamente l'effetto elettrico dell'ombra, bisognerebbe installare un diodo di by-pass per ogni cella del modulo, ma per motivi

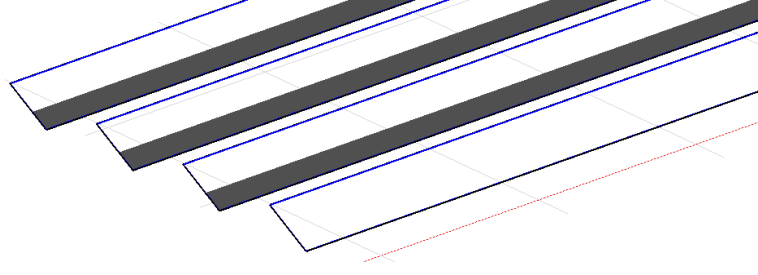


Figura 4.4: *Generazione delle ombre*

pari a zero significa che non c'è ombra e non entra in funzione nessun diodo di bypass; si verifica dunque la condizione della figura 4.2 e la potenza prodotta è la massima possibile in quelle condizioni. Se il fattore di ombreggiamento supera il valore zero ma rimane inferiore a $1/9$, ciò vuol dire che si è creata un'ombra nel primo terzo dei moduli più in basso, ombra che fa attivare il primo diodo, il quale bypassa entrambe le prime due file di celle. La figura 4.5 rappresenta un modulo appartenente alla prima delle tre file dell'array

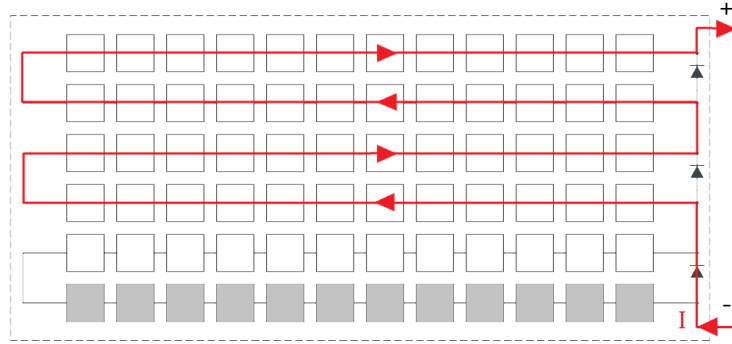


Figura 4.5: *Percorso della corrente con prima fila ombreggiata. Il percorso è invariato fino alla copertura completa della seconda fila, anch'essa sotto il controllo del primo diodo*

e propone un esempio di ombreggiamento con valori di K_{shad} maggiori di zero e inferiori a $1/9$ per cui si ha l'attivazione del primo diodo. Si nota che quest'ultimo bypassa anche la seconda fila di celle, sebbene questa non sia ombreggiata e ciò causa una perdita maggiore rispetto alla sola perdita della prima fila dovuta all'effettivo ombreggiamento. La potenza erogata sarà $8/9$ di quella che si avrebbe sulle tre file, a pari condizioni e senza ombreggiamento. Se il fattore di ombreggiamento supera $1/9$, rimanendo al di sotto di $2/9$, si ha l'attivazione del secondo diodo. Una situazione di questo tipo è riportata in figura 4.6, in cui $2/3$ della superficie del primo modulo sono improduttivi, pur essendo ombrata solo la metà delle celle. Nel caso in cui il K_{shad} sia compreso tra $2/9$ e $1/3$, il modulo più in

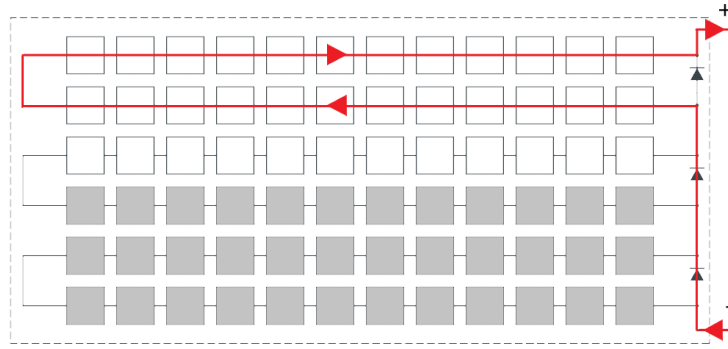


Figura 4.6: *Percorso della corrente con tre file ombreggiate.*

basso sarà completamente by-passato dai suoi tre diodi e verrà erogata potenza solo dagli altri due più in alto, potenza pari ai $2/3$ della totale. L'algoritmo funziona con questa logica per tutti i valori del K_{shad} , simulando lo stesso funzionamento per gli altri due moduli. La perdita di produzione dovuta all'effetto elettrico non è trascurabile rispetto

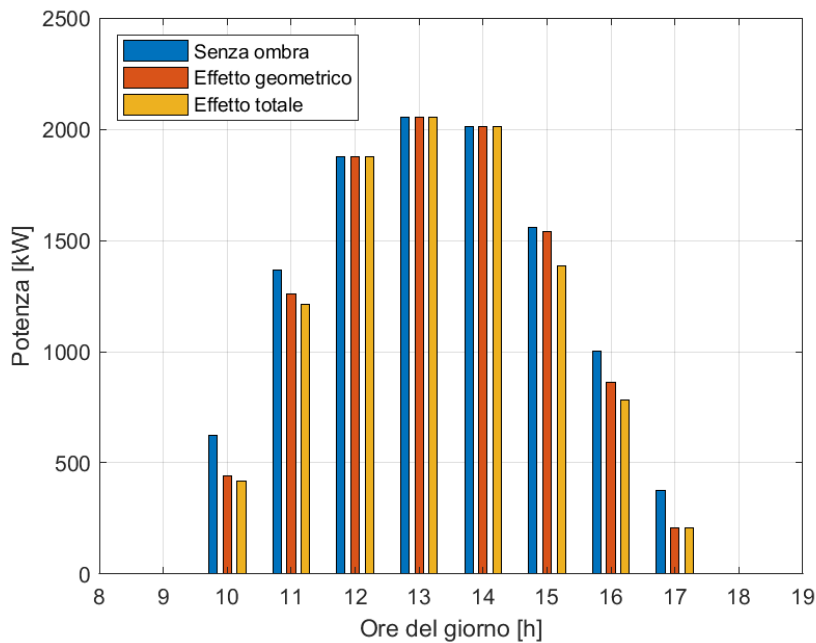


Figura 4.7: *Confronto tra perdita di potenza per effetto solo geometrico dell'ombra e perdita totale effettiva, in una giornata invernale*

all'effetto dell'ombra puramente geometrico; ne è un esempio la figura 4.7, che mostra la differenza tra la perdita di potenza dovuta al solo effetto geometrico dell'ombreggiamento e la perdita totale, che comprende l'effetto elettrico, in una giornata invernale.

Alla fine di questo calcolo la potenza ottenuta in valori orari è considerata al netto delle perdite per riflessione e ombreggiamento. A questo punto sono state aggiunte le perdite per LID, sporcizia e per effetto termico.

L'effetto LID (*Light Induced Degradation*) è una perdita di prestazioni che si verifica nelle prime ore di esposizione al sole, per moduli cristallini. Potrebbe in particolare influire sulle prestazioni reali rispetto ai dati dei test finali forniti dai costruttori di moduli fotovoltaici. Non è chiaro in che modo influisce sulle prestazioni rispetto ai valori STC specificati. La perdita è legata alla qualità della produzione del wafer e può essere dell'ordine dell'1% o del 3% (o anche di più). L'effetto è dovuto alle tracce di ossigeno incluse nel silicio fuso durante il processo Czochralski. Sotto l'effetto di esposizione alla luce, queste molecole di O_2 possono diffondersi attraverso il reticolo di silicio e creare complessi con accettori droganti del boro. I complessi boro-ossigeno creano i loro propri livelli di energia nel reticolo di silicio e possono catturare gli elettroni e le buche, che pertanto non contribuiscono più all'effetto fotovoltaico. Si è attribuita una perdita di potenza pari al 1,5% a causa di questa ricombinazione elettrone-lacuna.

La radiazione incidente si riduce in caso di sporcizia, che dunque diventa causa di perdita di produzione. Ipotizzando che l'impianto venga regolarmente pulito, è stata stimata una perdita media compresa tra 0.5% e 1.5% sulla potenza prodotta.

L'effetto della temperatura sulla potenza è stato tenuto in conto introducendo nel modello il secondo fattore moltiplicativo della (2.7), che utilizza la $\gamma_{P_{max}}$ (fornita dal costruttore) e la differenza tra la temperatura della cella (T_c) e le condizioni standard. La temperatura della cella è un parametro che dipende dalla temperatura ambiente e dalla NOCT, fornita dal costruttore, come mostra la (2.8).

Terminate queste valutazioni, la potenza al netto delle perdite del modulo (P_{mod}) risulta ridotta notevolmente rispetto alla potenza lorda inizialmente considerata. La tabella riporta le percentuali di perdita relative alle quattro configurazioni in esame.

4.1.2 Perdite di stringa

Le perdite di stringa sono caratterizzate da perdite dovute al mismatch delle curve I-U tra i moduli che la compongono e perdite per effetto Joule. Supposto che le correnti dei mo-

duli non sono perfettamente identiche, è necessario considerare una perdita per mismatch. Questa è stata stimata pari a 1% per i moduli monofacciali e 3% per i bifacciali, che sono più sensibili alla disomogeneità della radiazione, data la presenza del lato posteriore.

La perdita per effetto Joule dipende dall'intensità della corrente e dalla resistenza dei cavi: $P_{\text{Joule}} = R_w \cdot I^2$. Poichè è nota la radiazione incidente G_{real} , si è potuta calcolare la perdita di potenza per effetto Joule rispetto alle condizioni STC. La potenza in uscita al netto delle perdite per effetto Joule è:

$$P = P_{\text{STC}} - P_{\text{Joule}} = P_{\text{STC}} \cdot \left(1 - \frac{R_w I^2}{U_{\text{STC}} I_{\text{STC}}}\right) \quad (4.3)$$

È definita la resistenza equivalente in condizioni STC come: $R_{\text{array}} = U_{\text{STC}} / I_{\text{STC}}$. Allora il fattore di perdita sui cavi può essere definito come: $K_w = R_w / R_{\text{array}}$. Inserendo queste definizioni nel calcolo della potenza netta, si ha:

$$P = P_{\text{STC}} \cdot \left(1 - \frac{R_w I^2}{R_{\text{array}} I_{\text{STC}}^2}\right) \quad (4.4)$$

Poiché il rapporto tra le corrente effettiva e quella in condizioni STC è uguale al rapporto tra le radiazioni, si può scrivere:

$$P = P_{\text{STC}} \cdot \left[1 - K_w \cdot \left(\frac{G_{\text{real}}}{G_{\text{STC}}}\right)^2\right] \quad (4.5)$$

Il valore del fattore di perdita sui cavi è stato impostato pari a 1.5%, il rapporto delle radiazioni incidenti è noto in valori orari.

4.1.3 Perdite di conversione DC/AC

Caratteristica che accomuna tutte le configurazioni di impianti considerate in questo studio è che l'inverter è sottodimensionato, in quantità più o meno significative. Ciò significa che prima ancora di inserire le perdite di conversione dovute all'inverter stesso, è necessario considerare il *clipping*, cioè il taglio della potenza nelle ore in cui questa supera il valore nominale dell'inverter (7 MW). Successivamente, avendo a disposizione la curva di rendimento dell'inverter, è stato possibile inserirla nel modello Matlab. In particolare, il costruttore fornisce i seguenti punti (tabella 4.2), da cui si costruisce una curva di rendimento riferita alla tensione nominale sul lato DC. In ascissa si ha il rapporto δ tra

la potenza in ingresso lato DC e la potenza nominale dell'inverter (125 kW). (figura 4.8)

Poiché la tensione in ingresso non è sempre pari alla tensione nominale e questo, come

δ [%]	$\eta_{\text{DC-AC}}$ [%]
0,5	0
3	94,48
5	96,47
10	97,95
20	98,64
30	98,83
60	98,90
100	98,76

Tabella 4.2: *Punti della curva di efficienza dell'inverter*

si vede in figura 3.1, influenza il rendimento dell'inverter, è stato necessario inserire nel modello anche questa dipendenza. I valori orari della tensione lato DC (U_{DC}) sono stati calcolati dalla (2.6), aggiungendo la perdita dovuta all'effetto Joule. Questa è stata con-

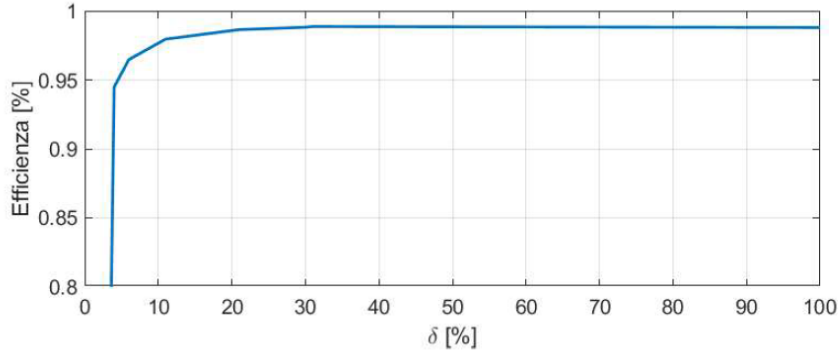


Figura 4.8: *Curva di efficienza dell'inverter implementata nel modello*

siderata seguendo la logica già usata precedentemente per il calcolo della stessa perdita sulla potenza, cioè utilizzando il fattore di perdita sui cavi (K_w) e il rapporto tra la radiazione reale e quella STC, che è uguale al rapporto tra le correnti. La formula ottenuta è la seguente:

$$U_{\text{DC}} = U_{\text{mpp}} \cdot \left(1 + \beta_{U_{\text{oc}}} \cdot \Delta T - \frac{G_{\text{real}}}{G_{\text{STC}}} \cdot K_w \right) \cdot N_{\text{mod}} \quad (4.6)$$

In cui N_{mod} è il numero di moduli in serie per stringa.

È stato supposto che il rendimento dell'inverter dipenda linearmente dalla tensione di ingresso e che la curva trasli verticalmente in base alla differenza tra la tensione di ingresso reale e quella nominale (1050 V), riproducendo quindi più curve di rendimento in base alla tensione; in particolare se la tensione è più alta di quella nominale, la curva di efficienza trasla verso il basso, viceversa se è più bassa.

4.1.4 Perdite nel trasformatore e sul lato AC

All'interno del trasformatore si verificano principalmente due tipi di perdite: le perdite nel ferro e quelle nel rame.

$$P_{mv} = P_{ac} - P_{Fe} - P_{Cu} \quad (4.7)$$

Le prime sono dovute i cicli di isteresi e correnti parassite e sono proporzionali al quadrato del flusso del nucleo, cioè al quadrato della tensione. Poiché la tensione di rete varia leggermente ($\pm 5\%$ del valore nominale), questa perdita può essere considerata costante e considerando un trasformatore a basse perdite, questo contributo è stato stimato come lo 0,20% della potenza nominale del trasformatore. Le seconde sono dovute a perdite Joule e sono proporzionali al quadrato della corrente. Per valutare le perdite nel rame è stata considerata una perdita percentuale (K_{coil}) in condizioni di lavoro nominali pari a 1,2%, per poi pesare questo valore tramite il rapporto tra la potenza aggiornata ogni ora e quella nominale del trasformatore, secondo la formula:

$$P_{mv} = P_{ac} \cdot \left[1 - K_{coil} \left(\frac{S_{eff}^2}{S_{trasf,nom}^2} \right) \right] - P_{Fe} \quad (4.8)$$

in cui S_{eff} è la potenza apparente in ingresso. Per semplicità, è stato considerato un $\cos\phi$ pari a 1, perciò il valore della potenza apparente risulta uguale alla potenza attiva. È stato utilizzato il rapporto quadratico delle potenze invece di quello delle correnti, supponendo, con buona approssimazione, una tensione sul lato AC costante.

Le perdite Joule sul lato AC sono presenti sia nel collegamento in bassa tensione (BT) tra l'inverter e il trasformatore, sia in media tensione (MT), cioè dai trasformatori nelle cabine al punto di connessione in rete. Poiché le perdite in BT si verificano in un tratto poco esteso, sono state trascurate. Le perdite in MT sono state calcolare tramite la

formula seguente, che segue la stessa logica di calcolo della (4.5).

$$P_{\text{grid}} = P_{\text{mv}} \cdot \left[1 - K_w \cdot \left(\frac{S_{\text{mv}}}{S_{\text{trasf,nom}}} \right)^2 \right] \quad (4.9)$$

In cui il fattore di perdita sui cavi K_w è pari al 2% e il rapporto tra le potenze apparenti è pari a quello delle correnti, considerando una tensione costante pari a 15 kV.

In conclusione, si riportano le perdite in percentuale rispetto alla potenza disponibile, cioè quella calcolata in proporzione alla radiazione incidente, per tutti i blocchi generali indicati in figura 4.1. Nelle perdite riferite al modulo, non sono tuttavia comprese quelle per riflessione, poichè la variabile G_{real} viene fornita già al netto di questa perdita.

	Mono fisso	M. con inseguitore	Bif. fisso	B. con inseguitore
Modulo	8,4 %	8,7 %	8,4 %	8,7 %
Stringa	1,6 %	1,6 %	3,4 %	2,6 %
DC→AC	1,1 %	1,2 %	1,1 %	1,1 %
Trasformatore	0,9 %	0,7 %	0,9 %	0,8 %
Joule in AC	0,9 %	0,5 %	0,7 %	0,6 %

Tabella 4.3: *Percentuali di perdita per ogni blocco*

4.2 Modello in PVsyst

PVsyst è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare di impianti isolati o connessi a rete. Oltre al database meteo incluso nel software, PVsyst dà accesso a molte fonti di dati meteorologici disponibili sul web e include uno strumento per importare i dati facilmente. L'utente ha la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro ed è assistito nella progettazione di tutto il sistema, dalla scelta del piano orientato fino alla definizione del layout completo delle stringhe sul campo. Inoltre, l'utente può introdurre maggiori dettagli, dalle specifiche del modulo alle perdite nel ferro del trasformatore a valle dell'inverter. Infine, il software pone a disposizione dell'utente i risultati della simulazione con l'energia prodotta e i dettagli delle perdite.

4.2.1 Radiazione incidente sul modulo

La radiazione incidente su un piano è la somma di tre componenti: diretta, diffusa e riflessa. La radiazione diretta viene calcolata usando gli angoli solari che variano di ora in ora. La componente diffusa è valutata, per ogni punto della superficie captante, integrando i raggi diffusi ricevuti da tutte le direzioni dello spazio. Per questo calcolo viene usata la stessa ipotesi di altri modelli, cioè che la diffusione è isotropa. Il software, quindi, valuta per ogni punto la diffusa ricevuta da tutte le parti del cielo "viste" da ogni punto dei moduli. Pertanto la ricezione della radiazione diffusa è una funzione di distribuzione sui punti, indipendente dalla posizione del sole, perché dipende solo dalla geometria del sistema. La componente riflessa viene calcolata tenendo conto di un albedo impostato dall'utente. In questo studio si è considerato un terreno erboso, con un albedo costante pari a 25%.

Per quanto riguarda i moduli bifacciali, il software propone un modello 2D per il calcolo della radiazione incidente sul lato posteriore del modulo. PVsyst ritiene che il comportamento della produzione posteriore sia simile al comportamento della parte anteriore, cioè obbedisce al modello a un diodo con gli stessi parametri. Nella maggior parte dei casi (eccetto i sistemi a piano verticale), l'irraggiamento utilizzabile sul lato posteriore è principalmente la riemissione di una parte della luce incidente sul terreno (figura 4.9).

Pertanto, per calcolare la radiazione sul retro, viene prima valutata la radiazione incidente sul terreno; questa tuttavia non è uniforme e deve essere valutata per ogni punto del terreno. La componente diretta raggiunge il suolo solo tra i moduli fotovoltaici (figure

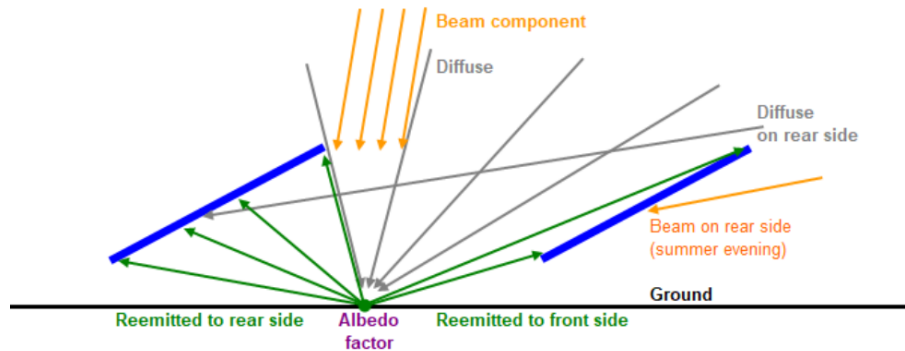


Figura 4.9: *Radiazione incidente sul lato posteriore*

4.10). Pertanto in un dato momento, un determinato punto di terra riceverà o meno la componente diretta. Ciò dipende naturalmente dalla posizione del sole, perciò la distribuzione dell'irradianza deve essere calcolata in ogni fase della simulazione. Se i moduli

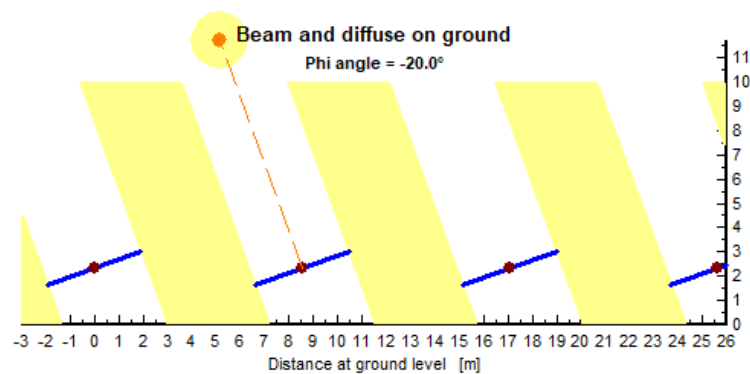


Figura 4.10: *Radiazione incidente sul terreno*

sono fissi, può capitare che la parte posteriore riceva anche la radiazione diretta del sole, che viene quindi inclusa nella totale incidente sul lato posteriore. Se invece sono presenti gli inseguitori, la faccia posteriore non vede mai la radiazione diretta.

Dopo aver calcolato per ogni punto del terreno la radiazione incidente, il software valuta la radiazione effettivamente riemessa dal terreno moltiplicando i valori ottenuti per il fattore di albedo. Il risultato è tutta la radiazione riemessa dal terreno, di cui tuttavia solo una parte sarà ricevuta dal retro del modulo.

Il fattore di vista (o fattore di forma) è la frazione di questa luce che raggiunge in modo efficace il modulo fotovoltaico. Questo è di nuovo la somma di tutti i raggi luminosi che partono da un singolo punto di terra e raggiungono i moduli, integrata su tutti i punti del terreno. La luce rimessa verso il cielo è ovviamente persa. Il fattore di vista è anch'esso una proprietà di ciascun punto di terra, perciò dipende solo dalla geometria. In caso di bifaccialità vengono dunque valutati due tipi di fattori di vista: uno relativo al lato posteriore dei collettori e un altro che rappresenta l'irraggiamento che raggiunge il lato anteriore. Quest'ultimo contributo viene aggiunto alla radiazione incidente.

Oltre a questi contributi, viene calcolata anche la componente diffusa che raggiunge la parte posteriore, di nuovo risultato di un integrale.

Per i sistemi di inseguimento, viene usato lo stesso modello. I calcoli degli integrali sui punti del terreno (radiazione diffusa e fattori di vista) vengono eseguiti per le diverse posizioni dell'inseguitore. Per i *tracker* su un asse, si esegue questo calcolo per sette orientamenti; la simulazione interpolerà tra questi valori ad ogni ora, in funzione della posizione esatta dell'inseguitore.

4.2.2 Accoppiamento ottimale array-inverter

Dopo aver definito la tipologia di struttura (se fissa o con inseguitore) e l'orientamento del piano, il software richiede l'accoppiamento array-inverter, e fornisce un'interfaccia che permette all'utente di determinare la lunghezza delle stringhe in base all'inverter. Tenendo conto delle caratteristiche dell'inverter scelto per questo studio, è stato fissato un numero di moduli per stringa pari a 28 per tutte le configurazioni, dato che la tensione massima consentita dall'inverter è pari a 1500 V. Il numero di stringhe che compongono

P. modulo [W]	GCR [%]	DC/AC	n. moduli per stringa	n. stringhe	P. installata [MW]
345	41	1,15	28	833	8,03
345	45	1,26	28	910	8,82
345	49	1,37	28	994	9,60
365	37	1,09	28	749	7,66
365	41	1,21	28	826	8,49
365	45	1,33	28	910	9,31
365	49	1,45	28	994	10,14
390	37	1,15	28	735	8,02
390	41	1,27	28	812	8,89
390	45	1,39	28	889	9,76
390	49	1,52	28	973	10,63

Tabella 4.4: *Installazioni con moduli monofacciali*

l'array viene definito in base al rapporto DC/AC dell'impianto e dipende dalle singole configurazioni presenti nelle tabelle 3.5 e 3.6. Nelle tabelle 4.4 e 4.5 sono riportate le composizioni degli arrays e le conseguenti potenze installate in DC.

P. modulo [W]	GCR [%]	DC/AC	n. moduli per stringa	n. stringhe	P. installata [MW]
350	43	1,18	28	840	8,26
350	48	1,32	28	945	9,22
350	52	1,43	28	1022	9,99
355	39	1,10	28	777	7,73
355	43	1,22	28	861	8,52
355	48	1,36	28	959	9,51
355	52	1,47	28	1036	10,30
370	39	1,14	28	770	7,99
370	43	1,26	28	854	8,81
370	48	1,40	28	945	9,83
370	52	1,52	28	1029	10,65
385	39	1,18	28	763	8,28
385	43	1,30	28	847	9,13
385	48	1,46	28	945	10,19

Tabella 4.5: *Installazioni con moduli bifacciali*

4.2.3 Layout

Una volta definito l'array, è possibile costruire una scena 3D dell'impianto. La superficie captante rappresentata deve essere sufficiente per posizionare i moduli fotovoltaici presenti nelle definizioni di sistema. Quando tutto è corretto, il programma procede con il calcolo della tabella dei fattori di ombreggiamento. Per ragioni legate ai tempi di calcolo di questa fase del progetto e di quella immediatamente successiva di posizionamento delle stringhe sulla struttura della scena 3D, è stata simulata in PVsyst solo una parte di impianto, pari a 2 MW in AC invece che 7 MW. Questo è stato possibile in seguito all'assunzione che se il layout rimane regolare, le potenze sviluppate saranno proporzionali e tutte le perdite percentuali rimarranno invariate. Le figure successive che mostrano il layout del

campo rappresentano quindi 2 MW di AC. La figura 4.11 rappresenta uno dei layout

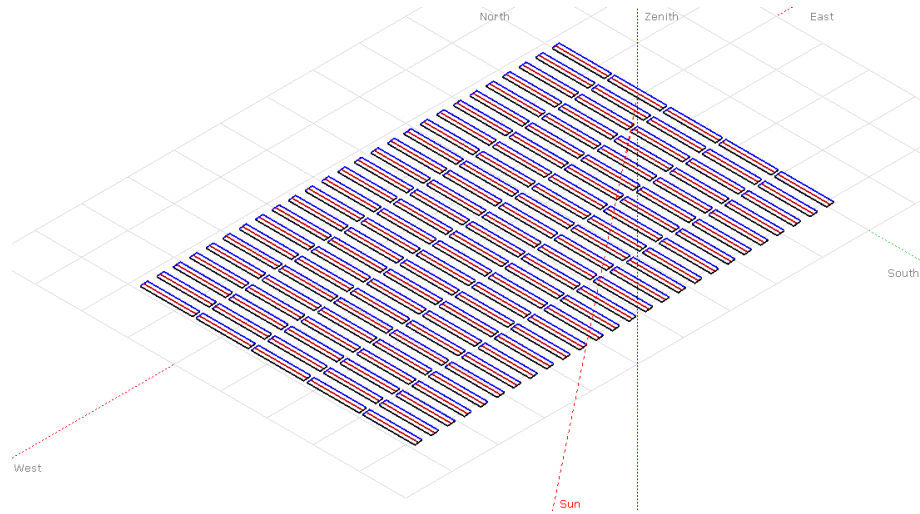


Figura 4.11: *Disposizione moduli sul terreno. Configurazione Monofacciale con tracker, 365W, GCR=0.45*

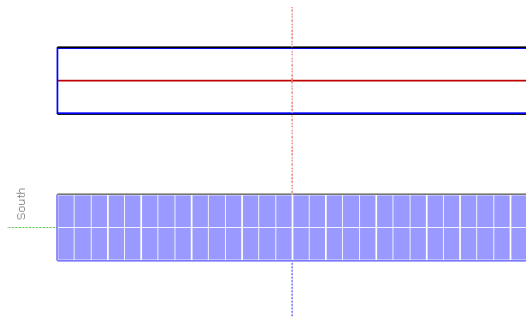


Figura 4.12: *Moduli in “portrait” posizionati su inseguitore*

costruiti per strutture con inseguitore, in cui ogni tracker sostiene due stringhe ed è lungo 28 m circa, con i moduli posizionati in “ritratto” (o “portrait”), cioè con il lato lungo del modulo sul lato corto della struttura, come si vede in figura 4.12. Per la struttura fissa, invece, si è optato per strutture più lunghe con i moduli posizionati in “paesaggio” (cioè “landscape”): questa scelta viene fatta poiché è più vantaggioso adottare una connessione tra i moduli che consenta di concentrare l’ombreggiatura in una singola stringa, piuttosto che in alcuni moduli di più stringhe. [12]. In figura 4.13 è riportato il layout di una configurazione a struttura fissa. La tabella dei fattori di ombreggiamento è un calcolo che viene effettuato ad ogni ora dell’ombra in base alla posizione del sole. Ciò consente anche la costruzione del grafico delle curve iso-ombreggiamento(figura 4.15),che fornisce

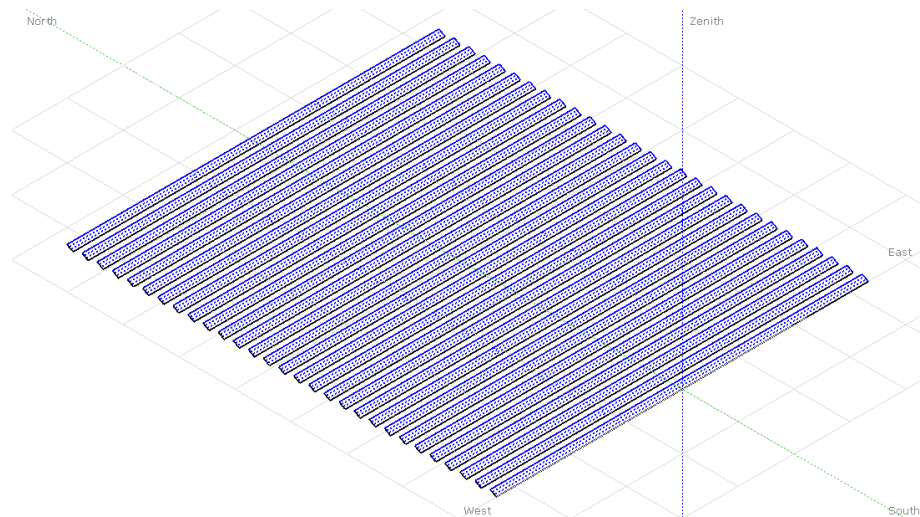


Figura 4.13: *Disposizione moduli sul terreno. Configurazione: Monofacciale fisso, 365W, GCR=0.45, 30° di inclinazione*

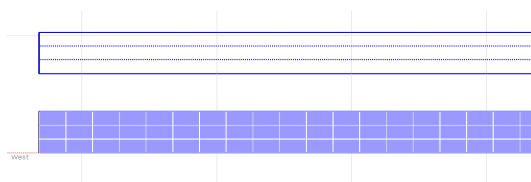


Figura 4.14: *Moduli in “landscape” posizionati su struttura fissa*

una visione sintetica dei periodi (in giorni e stagioni) in cui le ombre sono problematiche. Ad esempio, la riga 1% fornisce tutte le posizioni del sole (o il periodo dell'anno) per le quali la perdita per ombreggiamento è pari all'1%.

Date queste configurazioni per i due tipi di struttura, si procede alla determinazione della posizione delle stringhe, di cui si dà un esempio in figura 4.16.

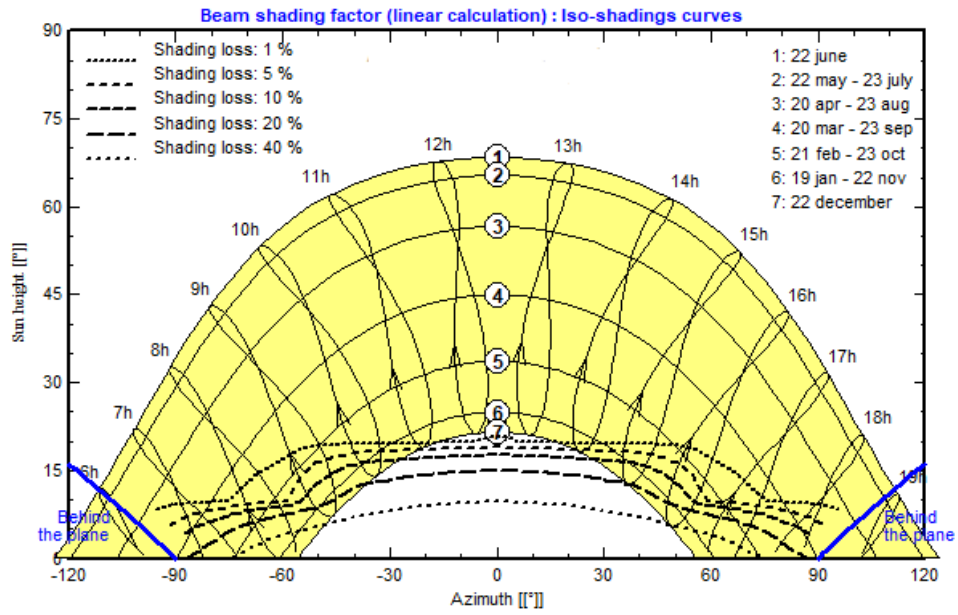


Figura 4.15: Curve iso-ombreggiamento. Configurazione: Monofacciale fisso

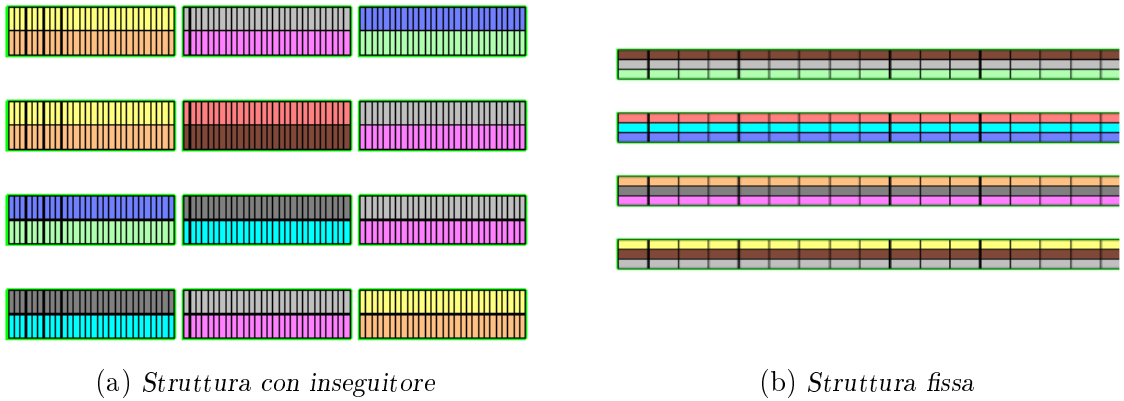


Figura 4.16: Composizione delle stringhe

4.2.4 Perdite

In generale, le perdite di array possono essere definite come tutti i fattori che penalizzano la potenza disponibile dall'array rispetto alla potenza nominale del modulo, che viene indicata dal produttore in condizioni STC. Questo è il modello indicato dalle raccomandazioni dell'European Joint Research Center (JRC) di Ispra, modello che utilizza l'indice di prestazione normalizzato (Y_F) e il rapporto di prestazione (PR). Molte di queste fonti di perdita non sono direttamente misurabili. A partire dall'irraggiamento incidente nel piano del collettore, si può immaginare che un campo fotovoltaico ideale dovrebbe produrre

1 kW/kWp sotto una radiazione incidente (G) di $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Di conseguenza, assumendo una risposta lineare secondo G , l'array ideale produrrà una energia pari a $1 \text{ kWh}/\text{m}^2$ sotto un irraggiamento di 1 kWh per ogni kWp installato (come definito in STC). Questo rendimento ideale è diminuito dalle seguenti perdite:

Perdite di ombreggiamento, intese come deficit di irraggiamento e conseguente perdita di produzione. Queste sono incluse nella definizione di PR ufficiale stabilita dal JRC, così come la perdita di IAM (Incident Angle Modifier).

Ombreggiamento parziale, che genera degli effetti elettrici, limitando ogni corrente di stringa alla cella più ombreggiata. Dipende ovviamente dalla posizione del sole e dalla presenza di dispositivi che riducono l'effetto dell'ombra, come i diodi di bypass.

Incident Angle Modifier. Il modificatore dell'angolo di incidenza (IAM), è un effetto ottico (perdita di riflessione) corrispondente all'indebolimento dell'irradiazione che raggiunge realmente la superficie delle celle FV, rispetto all'irradiazione sotto l'incidenza normale.

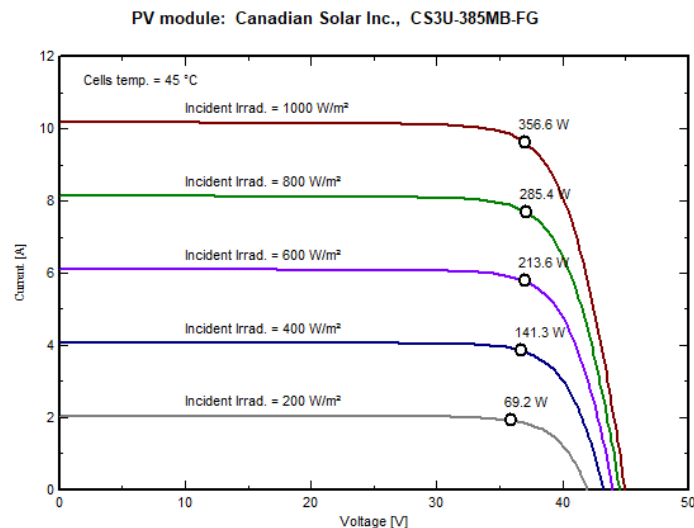


Figura 4.17: Curve $I(U)$ a diversi valori di irradianza disponibile nei dettagli del modulo 385 W di Canadian Solar in PVSyst

Radiazione reale. L'efficienza nominale è specificata per STC (1000 W/m^2), ma diminuisce con l'irraggiamento secondo il modello standard della cella fotovoltaica (figura 4.17).

Perdite termiche. (figura 4.18). Le condizioni di prova standard sono specificate per una temperatura della cella di 25°C , ma i moduli di solito lavorano a temperature più elevate. La perdita termica viene calcolata seguendo il modello a un diodo. Per le celle di silicio cristallino, la perdita in potenza è di circa $-0,4\%/^\circ\text{C}$ a MPP. La temperatura influisce principalmente sulla tensione della curva $I(U)$.

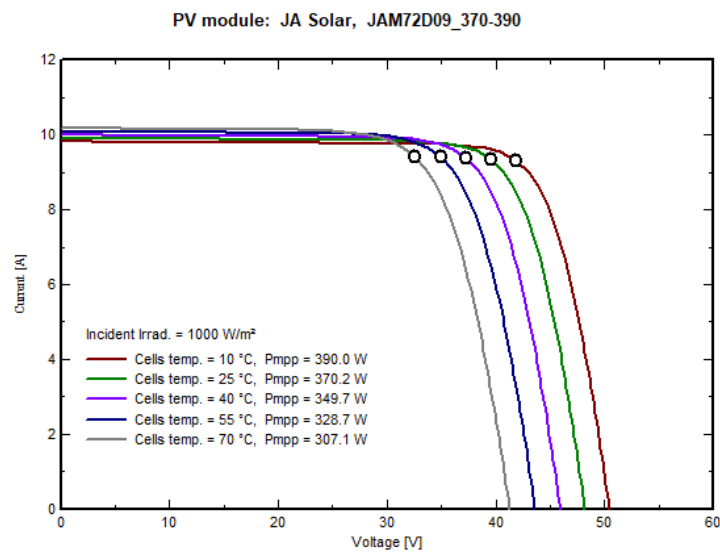


Figura 4.18: Curve $I(U)$ a diversi valori di temperatura disponibile nei dettagli del modulo 370 W di JA Solar in PVSyst

Sporcizia. La radiazione ricevuta sulla superficie si riduce in caso di sporco sui moduli; questa perdita può essere definita in valore percentuale rispetto alle condizioni STC, con valore annuale o mensile.

Perdita MPP, ovvero la differenza tra le condizioni operative effettive e il punto di massima potenza disponibile. Questo valore può essere definito in percentuale sulla potenza ed è indicativo dell'errore dell'MPPT nell'inseguimento del punto di massima potenza.

Perdite ohmiche sui cavi sia per il circuito DC sia AC, che tengono conto della sezione e della lunghezza dei cavi stessi.

Perdite di mismatch, dovute al fatto che le correnti dei singoli moduli non sono mai esattamente uguali tra loro poichè i moduli e le celle stesse che li compongono non sono perfettamente identici e questo genera una perdita.

In aggiunta a queste perdite, PVsyst offre una sezione in cui possono essere inserite delle perdite più dettagliate, tra cui:

Perdita di qualità del modulo, un parametro che dovrebbe esprimere la fiducia nelle prestazioni del modulo reale rispetto alle specifiche del produttore ed è espresso in percentuale.

Perdita LID , il cui valore effettivo su un modulo in particolare è molto difficile da ottenere: dipende dall'origine dei wafer di silicio e può variare da prodotto a prodotto. PVsyst suggerisce una perdita pari al 1,5%.

Perdite al trasformatore, composte da perdite nel ferro e perdite ohmiche. PVsyst propone un valore predefinito dello 0,1% della potenza nominale per il calcolo delle perdite nel ferro. La perdita nel ferro rimane costante durante tutto il tempo di connessione e può rappresentare una significativa perdita di energia. Questo si traduce in un assorbimento di energia da parte del sistema durante la notte. Pertanto può essere vantaggioso prevedere un interruttore per scollegare il trasformatore dalla rete durante la notte. L'opzione "Disconnessione notturna" è disponibile per la simulazione, proprio per evitare questa ulteriore perdita. Le perdite ohmiche negli avvolgimenti primario e secondario sono calcolate a partire da un valore percentuale di perdita riferito alle condizioni STC, dal quale il software calcola una resistenza equivalente, che viene moltiplicata per il quadrato della corrente.

Tutte le perdite sopra elencate hanno una sezione dedicata nel software; le perdite dettagliate possono essere impostate dall'utente oppure rimanere invariate alle impostazioni di default che il software stesso suggerisce. Il software presenta nel report finale un diagramma dettagliato delle perdite, che risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione poichè da questo si estrapolano chiaramente le informazioni su quali fattori

siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia. La figura 4.19 mostra il diagramma finale per l'impianto bifacciale con inseguitore.

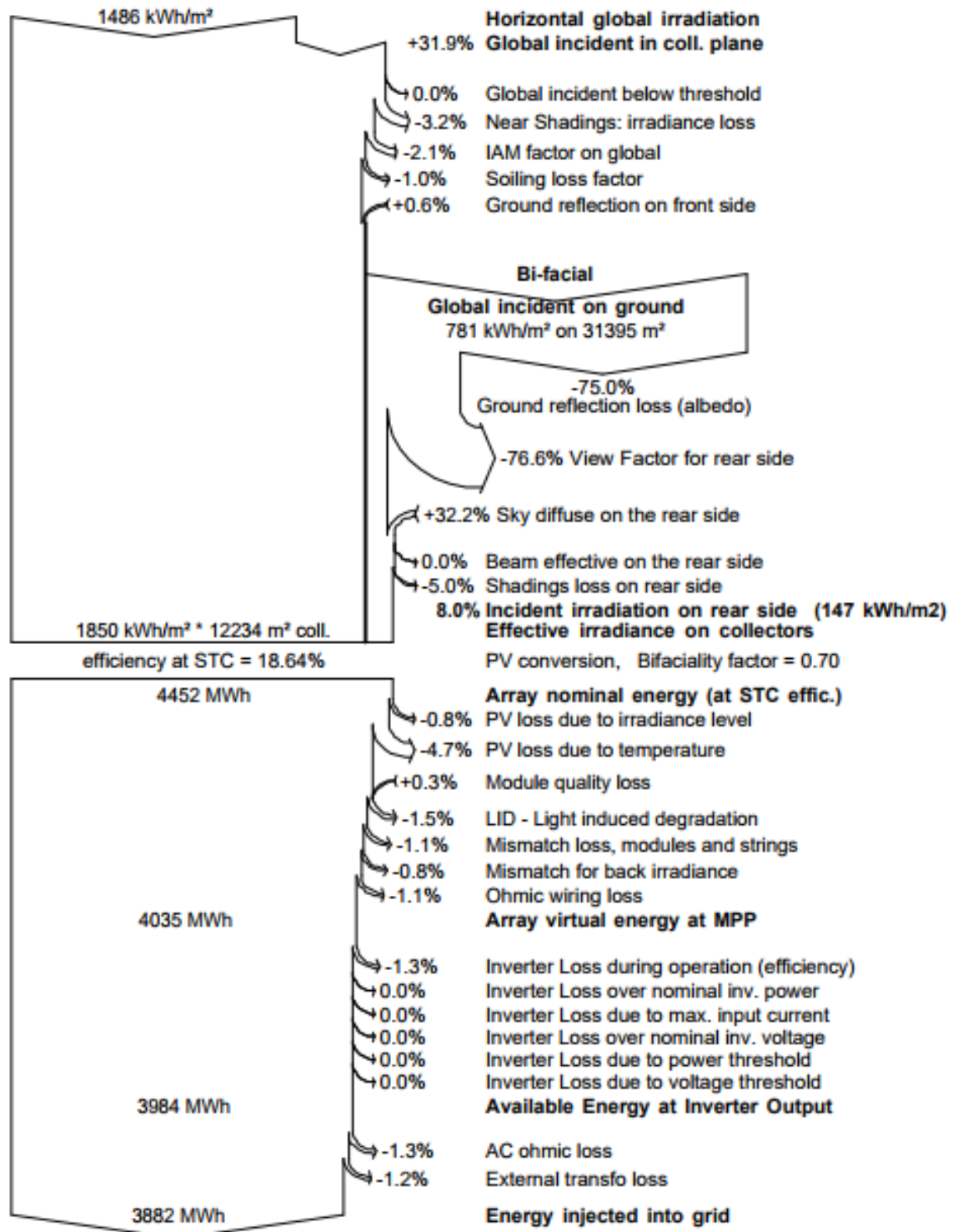


Figura 4.19: Diagramma delle perdite da PVsyst per impianto bifacciale con inseguitore

4.3 Risultati delle simulazioni su Matlab e PVsyst

Al fine di facilitare il confronto tra diverse installazioni fotovoltaiche, JRC (European Joint Research Center) ha introdotto i seguenti indici di prestazione. Questi indicatori sono correlati all'energia incidente nel piano del collettore e sono normalizzati rispetto alla potenza installata nominale in condizioni STC, indicata dal produttore del modulo, pertanto sono indipendenti dalla dimensione dell'array.

In queste definizioni le rese energetiche sono espresse come [kWh /kWp/giorno]. In altre parole, queste quantità sono numericamente uguali al tempo di funzionamento equivalente con un'irradianza costante di $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Secondo questa interpretazione si può scrivere la formula della producibilità giornaliera, mensile o annuale (E) nel seguente modo:

$$E_{AC} = P_N \cdot Y_R \cdot PR = P_N \cdot Y_F \quad (4.10)$$

I suddetti indici di prestazione sono:

- Y_R resa di riferimento o *peak solar hours*, intesa come il rapporto tra l'irraggiamento riferito a un determinato periodo di tempo sul piano ricevente (kWh/m^2) e la radiazione in condizioni STC (kW/m^2); è espresso in h/giorno, h/mese o h/anno;
- $PR = Y_F / Y_R$, il *Performance Ratio* è l'efficienza del sistema globale rispetto alla potenza installata nominale e all'energia incidente ed è utile per confrontare impianti diversi tra loro;
- Y_F resa finale è calcolata come rapporto tra l'energia in uscita e la potenza installata (espressa in h/giorno, h/mese e h/anno).

La resa finale è stata usata come parametro di confronto tra i due modelli e i risultati sono riportati in tabella 4.6. In primo luogo, tutte le rese finali soddisfano le aspettative, almeno per quanto riguarda le differenze che si prevedono confrontando le caratteristiche delle configurazioni. È quindi coerente che il miglior produttore sia il bifacciale con inseguitore e il peggiore invece sia il monofacciale fisso. Non è ugualmente scontato il risultato del bifacciale fisso, che produce solo leggermente di più del monofacciale a parità di struttura, ma questo è giustificato dal fatto che in quella configurazione scelta

Resa finale annua	[kWh/kWp/anno]	
	Matlab	PVsyst
Monofacciale fisso	1425,8	1419,1
Monofacciale con inseguitore	1630,3	1640,4
Bifacciale fisso	1433,2	1426,3
Bifacciale con inseguitore	1701,0	1703,4

Tabella 4.6: *Confronto tra il modello Matlab e PVsyst sulla resa finale annua*

c'è un GCR piuttosto alto (48%). Le differenze percentuali su questi risultati (mostrati in figura 4.20) confermano che il modello in Matlab e il software PVsyst sono coerenti l'uno con l'altro e sono equivalenti se si vuole simulare un sistema fotovoltaico, in quanto differiscono tra loro di meno dell'1%. In particolare, la differenza nella configurazione bifacciale con inseguitore è pari a 2,4 kWh/kW/anno, pari allo 0,1%.

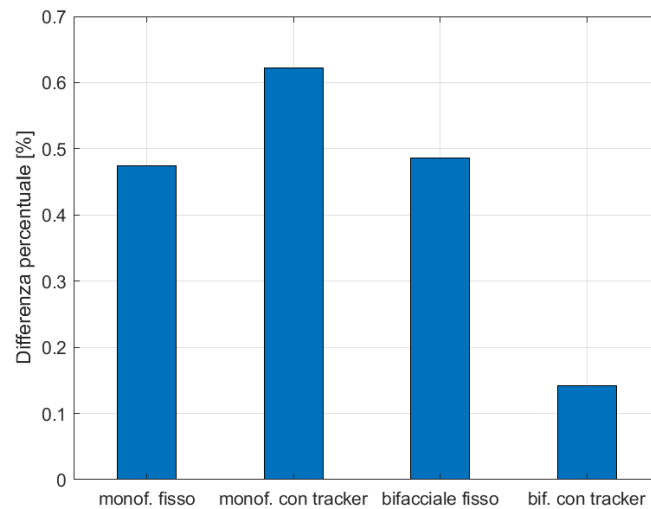
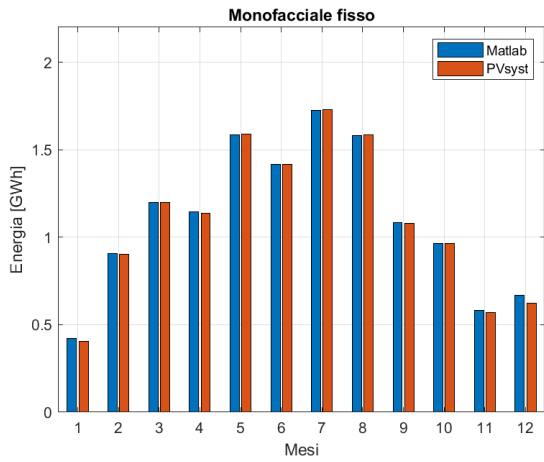


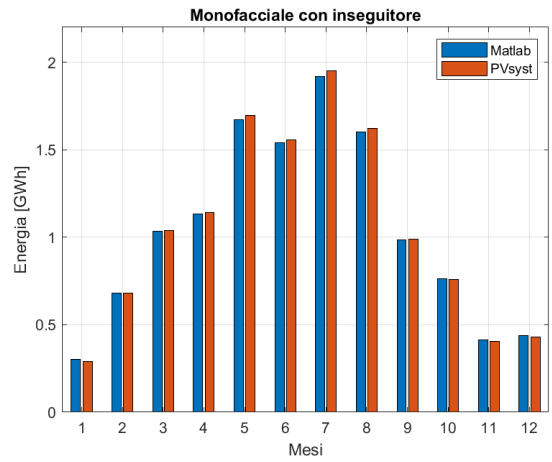
Figura 4.20: *Differenza percentuale tra i due modelli sulle produzioni annuali*

Dal confronto tra le produzioni annuali, si può scendere più nel dettaglio, andando a accostare le produzioni mensili secondo i due simulatori (figura 4.21). Anche in questo caso le produzioni risultano coerenti, tuttavia si nota che le leggere differenze tra i due risultati cambiano a seconda del mese. Ad esempio, i mesi di febbraio, marzo, settembre e ottobre presentano ciascuno due produzioni praticamente identiche tra loro, e questo

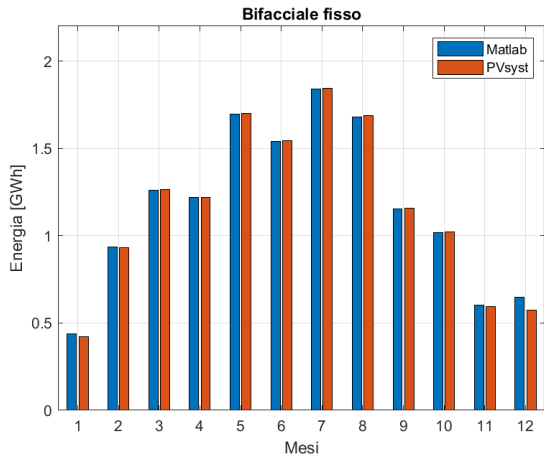
vale indipendentemente dalla configurazione. Per le strutture fisse mono e bifacciali accade lo stesso anche per i mesi estivi; tuttavia nei mesi invernali si nota che il modello Matlab sovrastima la produzione rispetto a PVsyst, in modo particolare a dicembre. Se si guardano invece le strutture con inseguitore, questa discrepanza nei mesi invernali è comunque presente ma meno significativa. Tuttavia, nei mesi estivi sembra che il modello Matlab sia più conservativo e consideri più perdite.



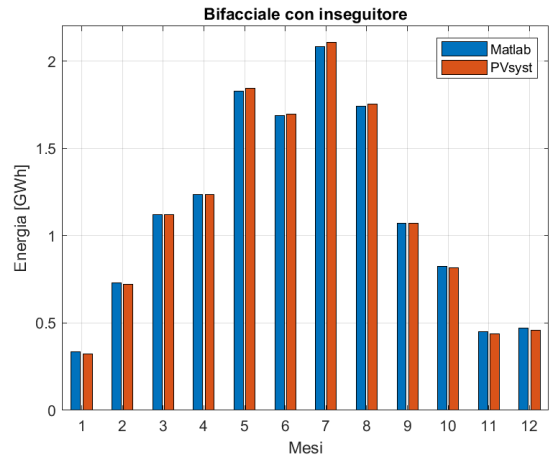
(a) *Monofacciale fisso*



(b) *Monofacciale con inseguitore*



(c) *Bifacciale fisso*



(d) *Bifacciale con inseguitore*

Figura 4.21: *Energia prodotta mensilmente durante l'anno*

Capitolo 5

Valutazione tecnica ed economica per diverse configurazioni

In questo capitolo saranno analizzati gli aspetti produttivi ed economici di tutte le configurazioni presentate nel capitolo 3. Per poter prendere decisioni sugli investimenti nei sistemi bifacciali a inseguimento è necessario avere una buona stima della produzione aggiuntiva data dalla tecnologia bifacciale (*Bifacial gain*) e di conseguenza, del costo livellato dell'elettricità (LCOE). In effetti, una produzione maggiore che deriva dall'attività del lato posteriore, se sufficiente, può giustificare il passaggio dai moduli monofacciali a quelli bifacciali. L'analisi tecnica è stata elaborata in PVsyst, a seguito delle considerazioni fatte nel capitolo precedente riguardo ai risultati ottenuti sulle configurazioni campione. Infatti, si può affermare che l'utilizzo del software risulti essere più immediato e flessibile del codice sviluppato in Matlab e, considerata la coerenza dei risultati, affidabile. L'analisi economica è calcolata su un periodo di esercizio pari a trenta anni.

5.1 Analisi tecnica

5.1.1 Scelta database meteo

PVsyst dà accesso a diverse fonti diffuse di dati meteorologici, questo poiché le previsioni, soprattutto se basate sul lungo periodo, sono lontane dall'essere una scienza esatta. Esistono discrepanze tra questi database ed è difficile stimare quale sia il più adatto per

un determinato progetto e quale incertezza abbia, anche se i fornitori di dati aggiornano e migliorano continuamente i loro database e algoritmi. I dati utili per le simulazioni in PVSyst sono:

- Irradianza orizzontale globale [W/m^2]
- Irradianza orizzontale diffusa [W/m^2]
- Velocità del vento [m/s]
- Temperatura [$^{\circ}C$]

In questo studio, per stimare la produzione delle varie configurazioni sono state considerate due sorgenti di dati: PVGIS e Meteonorm. Il database di Meteonorm fornisce dati meteorologici mensili, calcolati a partire da valori reali acquisiti nell'arco di un ventennio (in questo caso dal 1991 al 2010), che devono essere ulteriormente trasformati su base oraria. I dati di Meteonorm, che sono di default nel database PVSyst, possono essere usati in qualsiasi prima simulazione di un dato sistema. Tuttavia, Meteonorm fornisce principalmente valori inferiori alla media; ciò significa che le simulazioni con valori predefiniti in PVSyst saranno piuttosto conservative e forniranno risultati contenuti per il rendimento finale dell'impianto.

Contrariamente, le informazioni sulla radiazione solare e sulla temperatura fornite da PVGIS vengono calcolate principalmente da dati satellitari. In questo modo si hanno a disposizione informazioni per qualsiasi posizione su ampie aree geografiche, con una risoluzione temporale oraria. Il grafico in figura 5.1 mostra la radiazione globale orizzontale mensile e la temperatura media a Valenza secondo i due database. Dal punto di vista dell'analisi tecnica, che ha come obiettivo quello di valutare relativamente la produttività di impianti diversi e quindi di identificare tra tutti quello più prestante, la scelta di un database meteo rispetto all'altro non è rilevante: l'impianto migliore tra tutti sarà lo stesso in entrambi i casi. Per l'analisi economica, al contrario, è necessaria la produzione in valore assoluto.

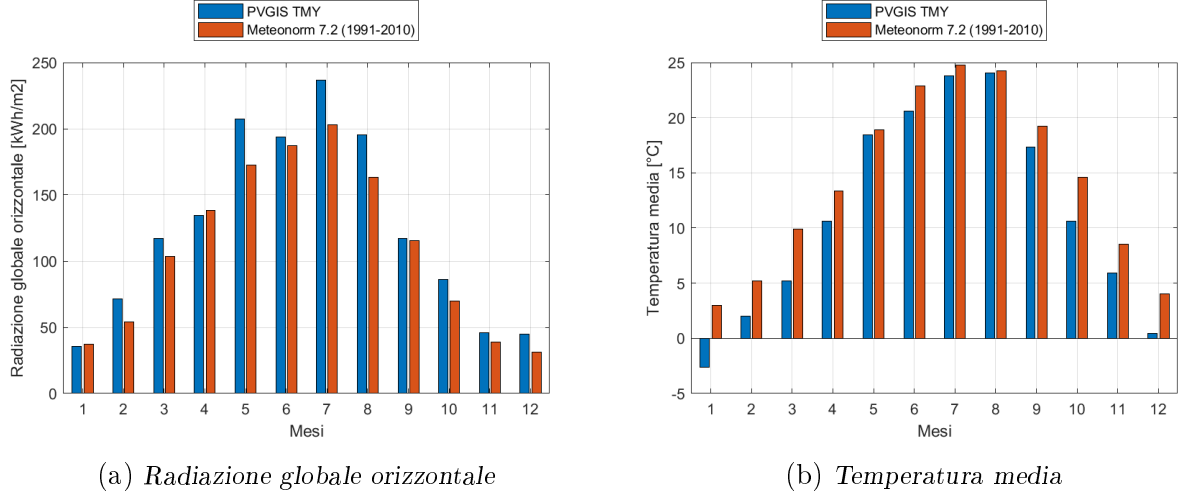


Figura 5.1: *Database meteo a confronto, Valenza (AL)*

5.1.2 Sensibilità per strutture a inseguitore

In PVSyst è possibile stabilire se ricorrere o meno al *backtracking*; come spiegato nel secondo capitolo, questo tipo di inseguimento è conveniente, in quanto non genera ombre reciproche, anche se aumentano le perdite per riflessione. La distanza tra le file ha un effetto sull'inseguimento con *backtracking* tale per cui, se questa si riduce, è vero che aumenta la copertura del terreno (Ground Cover Ratio, GCR), ma, allo stesso tempo, viene anticipato il ritorno all'inclinazione orizzontale e si riduce così il periodo di inseguimento ottimale del sole. L'angolo limite θ_{lim} indica l'inclinazione massima rispetto alla posizione orizzontale di partenza per cui non si hanno ombre reciproche tra le file ed è funzione della distanza tra le file. La figura 5.2 mostra la relazione lineare tra il GCR e θ_{lim} , secondo cui aumentando di circa il 15% il GCR si ha una riduzione di quasi 10° dell'angolo limite. Il grafico conferma che se si vuole mantenere la perpendicolarità della radiazione più a lungo durante la giornata, si deve scegliere un GCR basso e perciò una potenza minore del generatore fotovoltaico. Al contrario, si può decidere di installare una potenza maggiore, riducendo la distanza tra le file, ma aumentando le perdite per riflessione. I risultati mostreranno qual è la soluzione migliore.

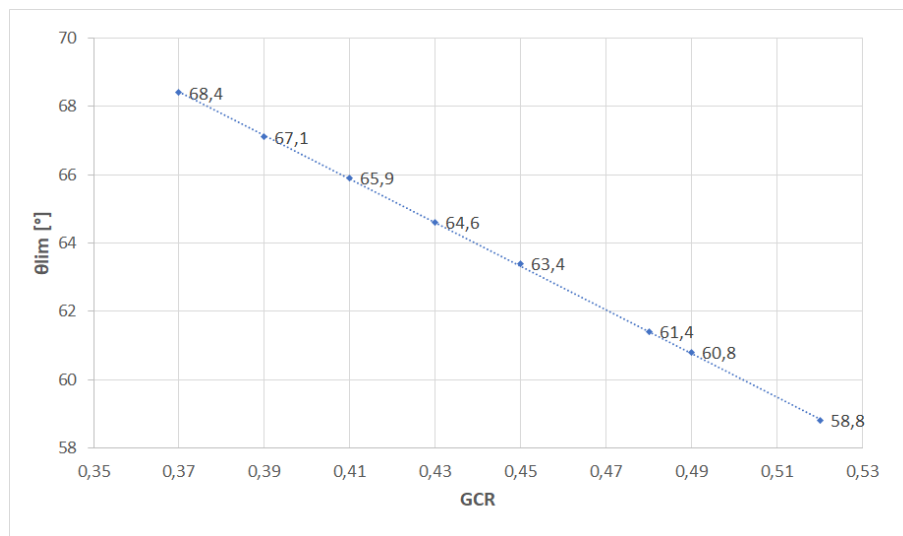


Figura 5.2: Andamento di θ_{lim} in funzione del Ground Cover Ratio

5.1.3 Sensibilità per strutture fisse

Sulla struttura fissa è stata effettuata un'ulteriore analisi volta a trovare l'angolo di inclinazione ottimale per ciascun valore del Ground Cover Ratio.

Infatti, è logico prevedere che più le file dell'impianto sono vicine tra loro, più sono necessarie inclinazioni inferiori per evitare il più possibile l'ombreggiamento reciproco. Per confermare a livello quantitativo questa ipotesi, gli impianti a struttura fissa sono stati simulati a diverse inclinazioni. Per i sistemi con moduli monofacciali le produzioni (esprese in ore annuali equivalenti) sono state simulate a inclinazioni di 20°, 25° e 30°. Per i moduli bifacciali si è aggiunta anche un'inclinazione di 35°, per verificare se la produzione di questa tecnologia è favorita in caso di posizioni più verticali. I risultati sono mostrati nelle seguenti tabelle e sono stati ottenuti tramite database PVGIS.¹ Per ogni riga, che indica una configurazione, è riportato in grassetto il valore più alto di produzione specifica a parità di GCR e variando l'inclinazione dei moduli.

I risultati in tabella 5.1, che riguarda i moduli monofacciali, confermano l'ipotesi fatta in precedenza, cioè che per GCR minori è conveniente scegliere inclinazioni maggiori, sebbene per valori più alti del GCR non ci sia una grande differenza tra le produzioni con inclinazione di 20° e di 25°. Ad esempio, per il modulo da 365W risulta che l'inclinazione

¹Anche in questo caso la scelta del database meteo non influisce sul risultato, poichè questa analisi è volta a trovare l'inclinazione che a parità di condizioni meteorologiche permette di produrre più energia.

Potenza modulo [W]	GCR [%]	Inclinazione		
		20°	25°	30°
345	41	1432	1447	1452
345	45	1420	1431	1430
345	49	1391	1394	1379
365	37	1447	1464	1469
365	41	1439	1452	1456
365	45	1413	1422	1419
365	49	1373	1374	1357
390	37	1472	1488	1493
390	41	1453	1465	1468
390	45	1419	1426	1420
390	49	1370	1369	1351

Tabella 5.1: *Produzione espressa in ore equivalenti annuali (kWh/kWp/anno) al variare dell'angolo di inclinazione e del GCR, per moduli monofacciali*

migliore con il GCR al 49% sia di 25°, anche se la produzione differisce da quella simulata con 20° di 1 kWh/kWp. La stessa differenza, che tuttavia favorisce l'inclinazione di 20°, si nota nel modulo da 390W, sempre con GCR pari a 49%. Per i moduli bifacciali, osservando la tabella 5.2 si deduce che per bassi GCR è più prestante un'inclinazione che non superi i 30°. È interessante notare che in alcuni casi, come ad esempio per il modulo da 370W con GCR 48%, la differenza tra una installazione a 25° e 30° ammonta a 15 ore equivalenti, che corrispondono a circa l'1% del totale annuale e che in impianti di taglia compresa tra 8 e 10 MW come quelli in esame, questa differenza è dell'ordine del centinaio di MWh prodotti. Non è dunque arbitraria la scelta dell'inclinazione ottimale e dipende fortemente dal valore del GCR. Per questo motivo, nelle successive simulazioni per ogni struttura fissa verrà impostata l'inclinazione migliore, in base ai risultati delle tabelle precedenti.

Potenza modulo [W]	GCR [%]	Inclinazione			
		20°	25°	30°	35°
350	43	1518	1529	1534	1520
350	48	1468	1472	1458	1445
350	52	1421	1408	1394	1380
355	39	1524	1540	1544	1539
355	43	1499	1511	1512	1500
355	48	1449	1453	1439	1424
355	52	1403	1392	1381	1364
370	39	1517	1532	1536	1531
370	43	1485	1497	1501	1489
370	48	1433	1436	1421	1415
370	52	1377	1366	1356	1346
385	39	1535	1550	1556	1553
385	43	1494	1502	1500	1484
385	48	1429	1428	1409	1401

Tabella 5.2: *Produzione espressa in ore equivalenti annuali (kWh/kWp/anno) al variare dell'angolo di inclinazione e del GCR, per moduli bifacciali*

5.1.4 Risultati

Nelle seguenti tabelle sono mostrate le caratteristiche determinanti degli impianti simulati e i risultati dell'analisi tecnica effettuata tramite l'uso dei due database meteo (PVGIS e Meteonorm). La tabella 5.3 mostra i risultati degli impianti con struttura a inseguitore; le strutture fisse invece sono riportate in tabella 5.4. Entrambe indicano la tipologia di modulo, se monofacciale o bifacciale, la potenza del singolo modulo, il GCR e infine la resa finale e l'energia annuale prodotta calcolate con i due database meteorologici. Come si può notare in entrambe le tabelle, a parità di modulo se si sceglie il valore più alto del GCR, si ottiene la maggiore quota di energia annuale prodotta; tuttavia tale configurazione corrisponde anche alla resa finale (Y_F) peggiore.

N°	Mono/ Bif.	Potenza modulo [Wp]	GCR [%]	Resa finale (Y_F) [kWh/kWp]		Energia prodotta [GWh/y]	
				PVGIS	Meteonorm	PVGIS	Meteonorm
1	M	345	41	1609	1409	12,93	11,32
2	M	345	45	1582	1386	13,95	12,22
3	M	345	49	1534	1354	14,73	13,00
4	M	365	37	1640	1434	12,56	10,98
5	M	365	41	1617	1413	13,72	11,99
6	M	365	45	1575	1385	14,67	12,90
7	M	365	49	1508	1341	15,29	13,60
8	M	390	37	1666	1460	13,37	11,72
9	M	390	41	1633	1435	14,52	12,76
10	M	390	45	1575	1398	15,37	13,64
11	M	390	49	1497	1343	15,91	14,27
12	B	350	43	1685	1479	13,92	12,22
13	B	350	48	1614	1432	14,88	13,20
14	B	350	52	1543	1381	15,41	13,80
15	B	355	39	1707	1500	13,19	11,59
16	B	355	43	1669	1470	14,22	12,53
17	B	355	48	1592	1418	15,14	13,49
18	B	355	52	1517	1363	15,63	14,05
19	B	370	39	1703	1495	13,60	11,94
20	B	370	43	1661	1462	14,63	12,87
21	B	370	48	1572	1404	15,45	13,80
22	B	370	52	1490	1344	15,87	14,31
23	B	385	39	1720	1514	14,25	12,54
24	B	385	43	1657	1475	15,13	13,47
25	B	385	48	1569	1405	15,99	14,32

Tabella 5.3: *Resa finale e energia annuale prodotta per impianti con inseguitore*

N°	Mono/ Bif.	Potenza modulo [Wp]	GCR [%]	Resa finale (Y_F) [kWh/kWp]		Energia prodotta [GWh/y]	
				PVGIS	Meteonorm	PVGIS	Meteonorm
26	M	345	41	1452	1246	11,67	10,01
27	M	345	45	1431	1240	12,62	10,93
28	M	345	49	1394	1221	13,39	11,72
29	M	365	37	1469	1259	11,25	9,64
30	M	365	41	1456	1251	12,36	10,62
31	M	365	45	1422	1239	13,24	11,54
32	M	365	49	1374	1211	13,93	12,28
33	M	390	37	1493	1284	11,98	10,30
34	M	390	41	1468	1271	13,05	11,30
35	M	390	45	1426	1253	13,92	12,23
36	M	390	49	1370	1220	14,56	12,97
37	B	350	43	1534	1330	12,67	10,99
38	B	350	48	1472	1297	13,57	11,96
39	B	350	52	1421	1264	14,20	12,63
40	B	355	39	1544	1338	11,93	10,34
41	B	355	43	1512	1320	12,88	11,25
42	B	355	48	1453	1286	13,82	12,23
43	B	355	52	1403	1233	14,46	12,71
44	B	370	39	1536	1332	12,27	10,64
45	B	370	43	1501	1310	13,22	11,53
46	B	370	48	1436	1274	14,11	12,52
47	B	370	52	1377	1233	14,66	13,13
48	B	385	39	1556	1351	12,89	11,19
49	B	385	43	1502	1323	13,72	12,08
50	B	385	48	1429	1276	14,57	13,01

Tabella 5.4: *Resa finale e energia annuale prodotta per impianti a struttura fissa*

Invece, la migliore resa finale si ottiene scegliendo un GCR minore e dunque anche un rapporto DC/AC inferiore. Tale riscontro si presenta per ogni modulo, indipendentemente dalla potenza e tipologia dello stesso (monofacciale o bifacciale). Nel confronto tra i due database meteo rimane la concordanza su questo risultato, anche se i numeri ottenuti con Meteonorm sono nettamente inferiori. Si conferma dunque l'ipotesi presentata in precedenza, secondo cui per ricercare una configurazione migliore in relazione ad altre non è influente la scelta del database meteo.

Tra i moduli monofacciali, il migliore risulta essere il 390W di JA Solar, a prescindere dalla struttura portante. Il bifacciale di Canadian Solar da 385W è il migliore tra tutti, con una resa che arriva a 1720 kWh/kWp su struttura a inseguitore. Installati sulla stessa struttura, i moduli bifacciali hanno una resa migliore dei monofacciali, come era previsto. Tuttavia, i monofacciali con inseguitore sono più prestanti dei bifacciali fissi, esito che non era prevedibile a priori.

Le figure 5.3 e 5.4 mostrano le rese finali da PVGIS in funzione del GCR. Ciò che si nota è che il guadagno ottenuto grazie all'inseguimento è maggiore per i moduli monofacciali. Questo è dovuto al fatto che i bifacciali possono già beneficiare di una resa di riferimento (Y_R) più alta, grazie alla radiazione addizionale ricevuta sul lato posteriore, e inoltre poiché l'inseguitore favorisce notevolmente la superficie anteriore, riducendo così il contributo della parte posteriore. In generale, le rese finali decrescono con l'incremento della copertura del terreno e, come si nota dalla pendenza delle curve, il calo è differente in base alla potenza del modulo. Infatti, si nota che l'entità della variazione è maggiore se la potenza del modulo è più alta; considerato che le dimensioni dei moduli scelti per questo studio sono circa le stesse (superficie lorda di circa $2m^2$), potenza maggiore significa anche efficienza del modulo maggiore. Ciò significa che i moduli più efficienti sono anche quelli più sensibili alle variazioni del GCR.

Nelle figure 5.5 e 5.6 sono riportati i valori dell'energia annua prodotta dagli stessi impianti, da cui si deduce che aumentando la copertura del terreno, e dunque innalzando il rapporto DC/AC, si produce una maggiore quantità di energia.

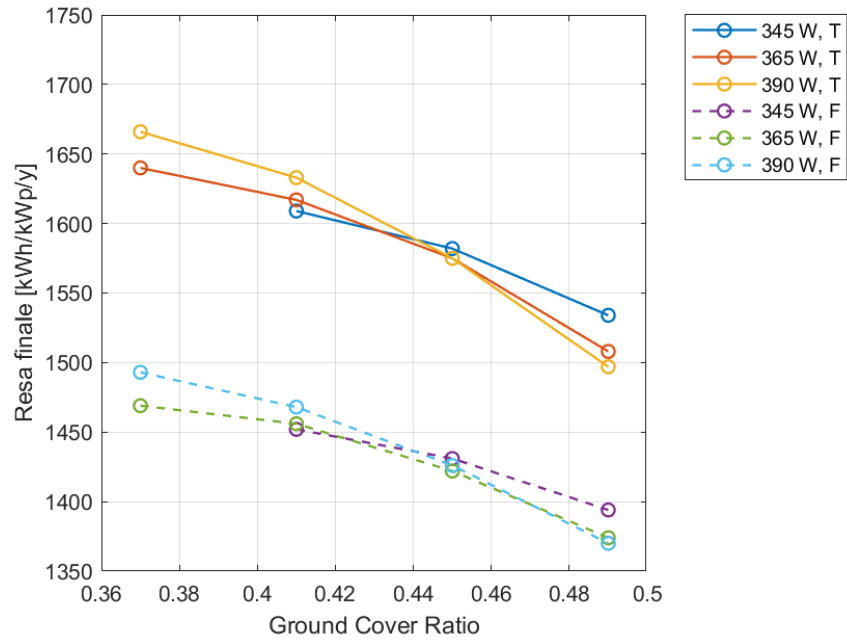


Figura 5.3: Resa finale dei moduli monofacciali al variare del GCR. F =struttura fissa, T =con inseguitore

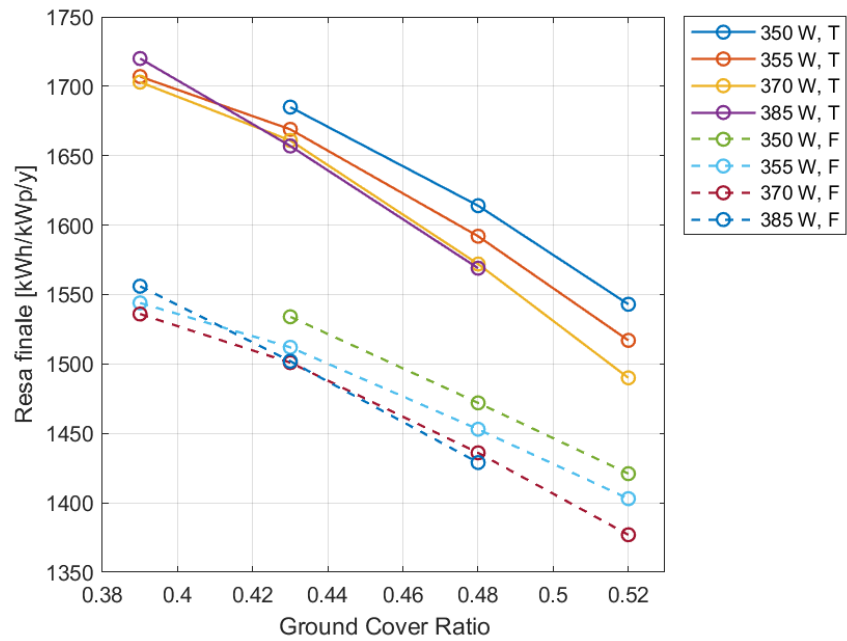


Figura 5.4: Resa finale dei moduli bifacciali al variare del GCR. F =struttura fissa, T =con inseguitore

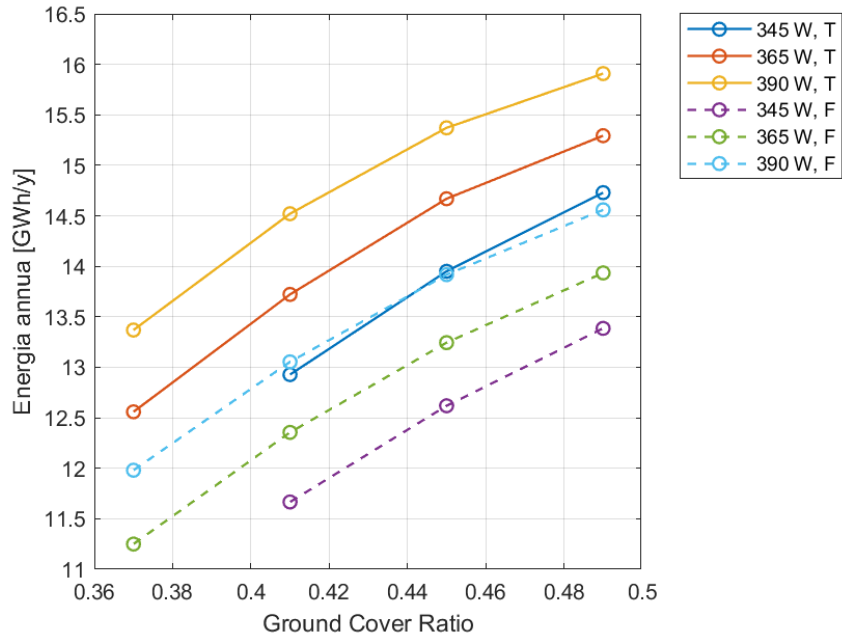


Figura 5.5: Energia prodotta annua dai moduli monofacciali al variare del GCR. *F*=struttura fissa, *T*=con inseguitore

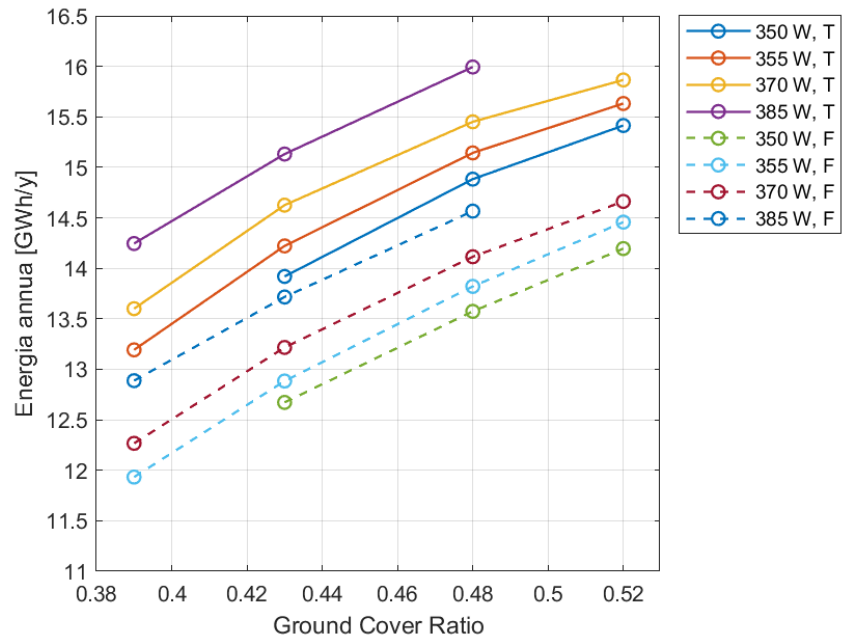


Figura 5.6: Energia prodotta annua dai moduli bifacciali al variare del GCR. *F*=struttura fissa, *T*=con inseguitore

5.2 Analisi economica

Affinché il mercato adotti l'uso di moduli bifacciali su impianti di scala industriale, è necessario soddisfare i criteri per gli investimenti per tutto il ciclo di vita dell'impianto. Infatti, la produzione aggiuntiva che si ottiene dal bifacciale non è un'informazione sufficiente per decidere se il bifacciale è una soluzione economica conveniente rispetto ai moduli monofacciali. L'idea è quella di verificare se in un determinato contesto economico, il bifacciale potrebbe essere un'opzione praticabile. In seguito, sono descritti i costi per un impianto fotovoltaico “chiavi in mano” e i costi relativi al O&M (*Operation and Maintenance*). Il calcolo economico è stato eseguito su un periodo di 30 anni, tenendo conto dei risultati dell'analisi tecnica riferiti al solo database PVGIS.

5.2.1 CAPEX

Per il calcolo dei costi di investimento degli impianti in esame, sono state considerate alcune caratteristiche con costi variabili in base al tipo di modulo e di struttura, altre con valore fisso, uguale per tutti gli impianti.

Potenza [Wp]	345	365	390	350	355	370	385
Moduli [€/Wp]	0,28	0,285	0,29	0,29	0,292	0,295	0,3
Struttura con inseguitore [€/Wp]	0,100	0,095	0,088	0,099	0,097	0,093	0,090
Struttura fissa [€/Wp]	0,055	0,052	0,049	0,054	0,053	0,051	0,049
Cavi DC [€/Wp]	0,010	0,009	0,009	0,010	0,010	0,009	0,009
Installazione elettrica [€/Wp]	0,020	0,019	0,018	0,020	0,019	0,019	0,018
Installazione meccanica [€/Wp]	0,040	0,038	0,035	0,039	0,039	0,037	0,036

Tabella 5.5: Costi variabili in base al modulo

In tabella 5.5 sono riportati i costi dipendenti dalla potenza del modulo e dalla tecnologia (monofacciale o bifacciale). In tabella 5.6, invece, sono presenti alcuni costi che variano in base alla potenza installata ma sono indipendenti dal tipo di modulo e altri costi che sono fissi, come ad esempio la voce “Direzione Lavori” che comprende attività come collaudi strutturali e accatastamenti.

Inverter [€/kW _{AC}]	40
Quadri elettrici AC [€/kW _{AC}]	10
Cavi AC [€/kW _{AC}]	10
Trasformazione BT/MT [€/kW _{AC}]	10
Opere civili [€/kW _p]	20
Ing. e capo cantiere [€/kW _p]	5
Project Management [€/kW _p]	2
Trasporti [€/kW _p]	5
Programm. inseguimento [€/kW _p]	1
controllo SCADA [€/kW _p]	1
Messa in opera [€/kW _p]	1
Update autorizzazione [€/kW _p]	70
Costi legali e finanziari [€/kW _p]	5
Costi di progettazione [€]	20000
Costi amministrativi [€]	5000
Direzione Lavori [€]	25000

Tabella 5.6: *Costi variabili in base alla potenza e costi fissi*

Si noti che i costi dell'inverter, dei quadri elettrici, dei cavi di corrente alternata e del trasformatore dipendono dalla potenza nominale in corrente alternata, che equivale a 7MW per tutti gli impianti.

Infine, è stato tenuto conto del costo di connessione alla rete, seguendo la procedura indicata dal Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), secondo cui il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100 \quad (5.1)$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000 \quad (5.2)$$

dove:

$$CP_A = 35 \text{ €/kW}$$

$$CM_A = 90 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$$

$$CP_B = 4 \text{ €/kW}$$

$$CM_B = 7,5 \text{ €}/(kW \cdot km)$$

P = potenza ai fini della connessione, espressa in kW;

D_A = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione del gestore di rete in servizio da almeno cinque anni, espressa in km con due cifre decimali;

D_B = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione del gestore di rete in servizio da almeno cinque anni, espressa in km con due cifre decimali. [10]

5.2.2 OPEX

A seguito del calcolo del costo d'investimento iniziale per l'impianto "chiavi in mano", è necessario considerare i costi operativi e di gestione che sono presenti per tutto l'arco di vita dell'impianto. La tabella mostra 5.7 riporta le voci che contribuiscono a questa

Strutture fisse [€/Wp]	0,007
Inseguitori [€/Wp]	0,008
Terreno [€/ha]	2500
Asset Management [€/MWp]	2000
Energia elettrica [€/MWp]	2000
IMU [€/MWp]	500
Contabilità [€]	5000
Connessione internet [€]	1000
Fidejussioni [€]	1000
Servizi di sicurezza [€]	3000

Tabella 5.7: *Costi operativi e di gestione per anno*

spesa, su base annuale. Come si nota dalla tabella, alcuni costi dipendono dalla potenza installata, altri sono fissi. Il costo del terreno dipende solo dalla superficie "alla recinzione",

che è fissata a 12 ha per tutti gli impianti, perciò può rientrare nelle spese considerate fisse e ammonta a 30 000 €/anno.

5.2.3 Calcolo economico

Scopo dell'analisi economica è quello di identificare l'impianto con cui si ottiene il più basso costo dell'energia ma anche che rappresenti il migliore investimento. Per la prima valutazione è stata calcolata la spesa totale su trenta anni e divisa per la produzione totale nello stesso periodo di tempo. Per la seconda valutazione è stato calcolato il valore attuale netto (VAN) e il tasso interno di rendimento (TIR).

Il VAN è il valore di una somma di flussi di cassa attualizzati al tempo zero a un tasso pari al costo di opportunità del capitale finanziario e viene calcolato tramite la formula:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} \quad (5.3)$$

dove:

I=investimento iniziale;

n=durata del progetto di investimento, in questo caso 30 anni;

i=costo di opportunità del capitale.

B_t=flusso di cassa all'anno t-esimo;

L'investimento iniziale è quello che risulta dal calcolo del CAPEX. In questo caso si è assunto come costo di opportunità del capitale il costo medio ponderato del capitale, conosciuto con l'acronimo WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). Il WACC è una media ponderata del costo del capitale proprio e del costo del capitale di debito, che si valuta con la formula seguente:

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{D+E} + K_d \cdot \frac{D}{D+E} \quad (5.4)$$

in cui:

K_e=costo del capitale proprio;

K_d=costo del capitale di debito;

E=capitale proprio (*Equity*);

D=capitale di debito (*Debt*);

Per questo studio è stato ipotizzato un ammontare del capitale proprio pari al 30% del totale con un K_e pari a 8% e un conseguente debito del 70% sul totale, con un costo del debito pari al 4%. Da questo conto, il valore del WACC corrisponde al 5,2%. I flussi di cassa sono stati calcolati tenendo conto della rata del prestito calcolata su un periodo di 15 anni e del prezzo di vendita dell'energia, ipotizzato pari a 60 €/MWh con un aumento del 2% ogni anno. Inoltre è stato supposto un decremento della produzione annuale dello 0,6% e un valore dell'inflazione pari al 1%. Calcolato il VAN, l'investimento viene valutato in questo modo:

- Accettato se $VAN > 0$, perché indica che il rendimento futuro è superiore al costo opportunità del capitale investito
- Rifiutato se $VAN < 0$, perché il rendimento futuro è inferiore al costo di opportunità del capitale investito.

Inoltre, in caso di scelta tra due investimenti entrambi con VAN positivo si sceglie il progetto con il VAN maggiore.

Il Tasso Interno di Rendimento (TIR) è il tasso di sconto che rende nullo il valore attuale netto dei flussi di cassa generati da un progetto d'investimento. L'equazione è uguale a quella del VAN, in cui questo assume valore zero e l'incognita diventa appunto il tasso di sconto i :

$$-I + \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (5.5)$$

Il TIR esprime il rendimento di un investimento, ovvero il costo massimo del capitale affinché permanga la convenienza economica dell'investimento. Quando il TIR è superiore al WACC, allora il rendimento del progetto considerato eccede il relativo costo dei finanziamenti e si genera ricchezza incrementale. Quando il TIR risulta inferiore al WACC allora la realizzazione del progetto imporrebbe il sostenimento di costi di finanziamento che non potrebbero essere compensati dai flussi successivamente generati. Perciò in quest'ultimo caso l'investimento non si dovrebbe fare.

Entrambi i metodi di valutazione di un investimento (VAN, TIR) hanno bisogno delle stesse informazioni iniziali, ovvero i flussi di cassa positivi e negativi dell'investimento. Risulta però più appropriato ai fini dell'analisi economica l'utilizzo del VAN: questo permette di confrontare direttamente due investimenti alternativi con lo stesso profilo di

rischio. Al contrario, il TIR non può essere utilizzato per valutazioni comparative, ma solo per valutare il rendimento complessivo dell'investimento e confrontarlo con il costo del capitale.

Un altro parametro che viene considerato nella valutazione di un investimento è il tempo di rimborso o *payback time* (PBT) che è il periodo necessario per compensare l'investimento. Si ritiene che maggiore sia il PBT, maggiore sia il rischio insito nell'investimento, anche se scegliere un investimento solo in base al PBT può ostacolare l'effetto del ciclo di vita del progetto poichè non tiene conto della sua redditività. [11]

Nelle figure seguenti sono mostrati i valori degli investimenti iniziali riferiti a tutte le configurazioni prese in esame e i risultati del calcolo economico, rappresentati dal VAN. Le tabelle 5.8 e 5.9 riassumono i dati riportando l'investimento iniziale, il valore attuale netto (VAN), il tasso interno di rendimento (TIR), e il costo dell'energia (LCOE) rispettivamente per le configurazioni con inseguitore e fisse. Tra tutte le configurazioni studiate, quella con il VAN più alto è la N° 24, corrispondente al modulo bifacciale da 385W di Canadian Solar, con un GCR pari a 43% e un conseguente rapporto DC/AC di 1,30. Il valore corrispondente del TIR è tra i più alti, rimanendo in ogni caso notevolmente al di sopra del WACC; ciò significa che l'investimento è accettabile.

Il costo dell'energia è tra i più bassi tra tutte le configurazioni, 30,1 €/MWh, anche se il più basso in assoluto risulta dalla configurazione N° 23, che differisce dalla N° 24 solo per il GCR, e ammonta a 29,6 €/MWh. Per questa configurazione si ha un tempo di rimborso di sette anni, meno di un quarto della durata di vita dell'impianto. In figura 5.11 sono mostrati i flussi cassa e l'andamento della cumulata per questa configurazione. Come si può notare, la pendenza della cumulata è inferiore nei primi 15 anni e maggiore negli anni successivi; questo è dovuto al pagamento della rata del debito, che diminuisce gli utili per la prima metà della vita dell'impianto.

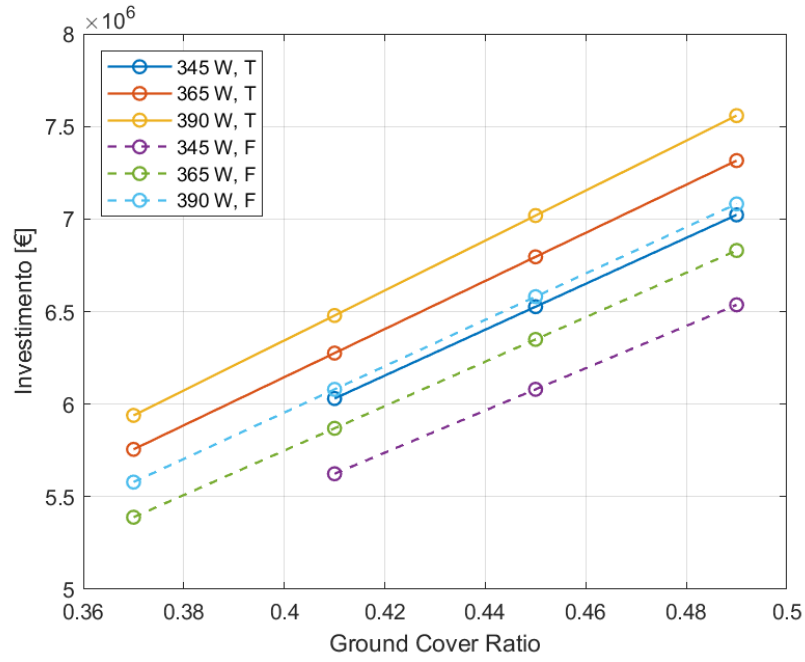


Figura 5.7: Investimento totale in funzione del GCR per moduli monofacciali. F =struttura fissa, T =struttura a inseguitore

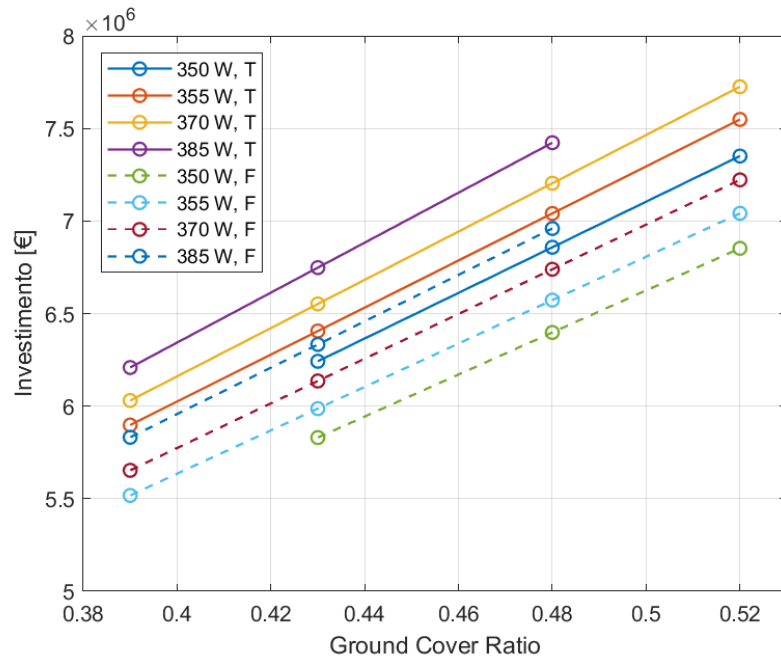


Figura 5.8: Investimento totale in funzione del GCR per moduli bifacciali. F =struttura fissa, T =struttura a inseguitore

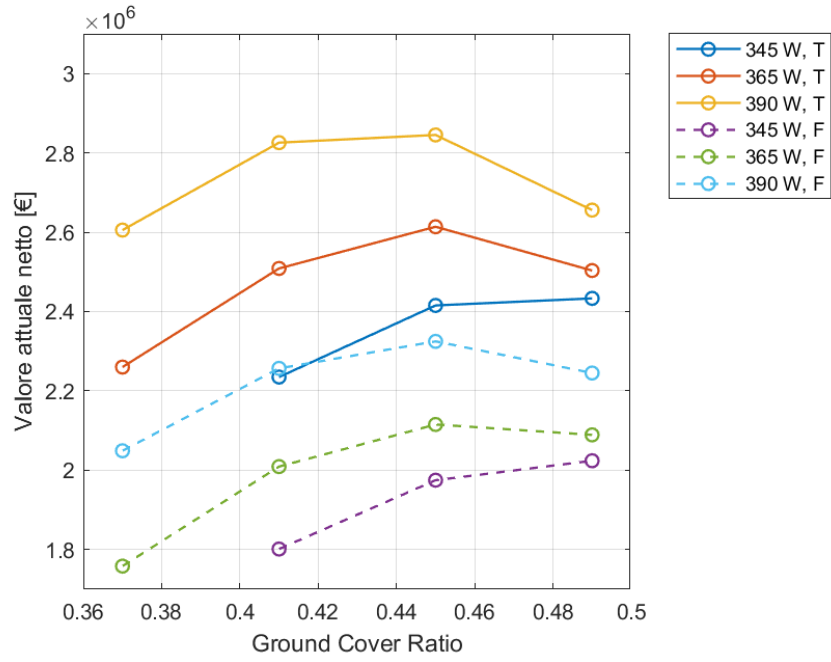


Figura 5.9: VAN in funzione del GCR per i moduli monofacciali. F =struttura fissa, T =struttura a inseguitore

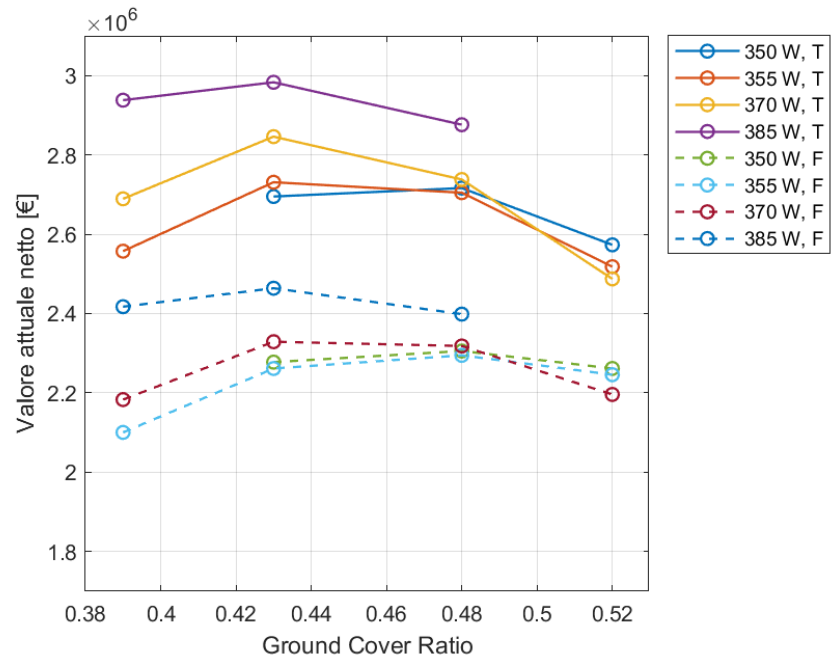


Figura 5.10: VAN in funzione del GCR per i moduli bifacciali. F =struttura fissa, T =struttura a inseguitore

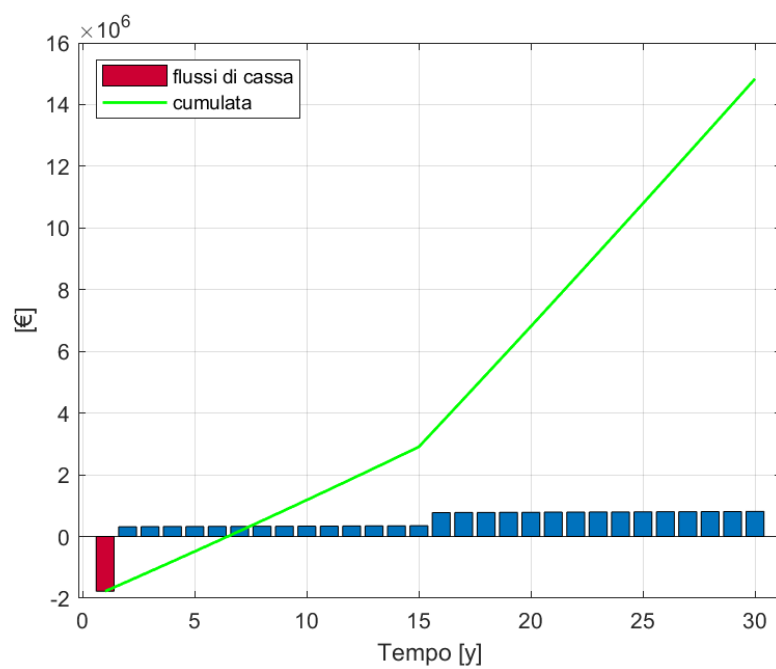


Figura 5.11: *Flussi di cassa e cumulata per la configurazione N° 24*

N°	Mono/ Bif.	P. modulo [W]	GCR [%]	Investimento [€]	VAN [€]	TIR [%]	LCOE [€/MWh]
1	M	345	41	6.030.229	2.234.889	8,8	31,6
2	M	345	45	6.526.251	2.415.419	8,8	31,6
3	M	345	49	7.022.273	2.433.216	8,5	32,0
4	M	365	37	5.755.622	2.260.098	9,0	31,2
5	M	365	41	6.275.581	2.508.667	9,0	31,0
6	M	365	45	6.795.540	2.613.800	8,9	31,3
7	M	365	49	7.315.499	2.503.433	8,5	32,1
8	M	390	37	5.939.083	2.605.417	9,4	30,4
9	M	390	41	6.478.876	2.825.774	9,4	30,3
10	M	390	45	7.018.669	2.845.197	9,1	30,9
11	M	390	49	7.558.462	2.655.730	8,6	32,0
12	B	350	43	6.242.193	2.695.067	9,3	30,3
13	B	350	48	6.858.029	2.716.327	9,0	30,9
14	B	350	52	7.350.698	2.573.212	8,6	31,9
15	B	355	39	5.897.862	2.557.213	9,3	30,3
16	B	355	43	6.405.745	2.731.036	9,3	30,4
17	B	355	48	7.040.600	2.704.647	8,9	31,2
18	B	355	52	7.548.483	2.518.155	8,4	32,2
19	B	370	39	6.030.441	2.689.277	9,4	30,1
20	B	370	43	6.551.922	2.845.954	9,3	30,3
21	B	370	48	7.203.773	2.737.971	8,8	31,3
22	B	370	52	7.725.254	2.487.357	8,3	32,5
23	B	385	39	6.208.344	2.937.880	9,7	29,6
24	B	385	43	6.748.072	2.982.994	9,4	30,1
25	B	385	48	7.422.732	2.876.099	8,9	31,1

Tabella 5.8: *Risultati calcolo economico, per impianti con inseguitore*

N°	mono/ Bif.	P. modulo [W]	GCR [%]	Investimento [€]	VAN [€]	TIR [%]	LCOE [€/MWh]
26	M	345	41	5.623.683	1.801.352	8,3	32,7
27	M	345	45	6.080.043	1.974.877	8,3	32,6
28	M	345	49	6.536.402	2.023.967	8,2	32,9
29	M	365	37	5.388.899	1.758.303	8,3	32,7
30	M	365	41	5.869.212	2.009.225	8,5	32,2
31	M	365	45	6.349.525	2.115.330	8,4	32,4
32	M	365	49	6.829.839	2.089.182	8,2	32,9
33	M	390	37	5.578.872	2.049.123	8,7	31,8
34	M	390	41	6.079.723	2.256.789	8,8	31,6
35	M	390	45	6.580.574	2.324.857	8,6	31,9
36	M	390	49	7.081.425	2.245.082	8,3	32,7
37	B	350	43	5.830.041	2.277.584	8,9	31,1
38	B	350	48	6.397.953	2.305.655	8,7	31,7
39	B	350	52	6.852.282	2.261.581	8,4	32,3
40	B	355	39	5.517.579	2.100.408	8,8	31,4
41	B	355	43	5.986.459	2.261.482	8,8	31,4
42	B	355	48	6.572.559	2.294.694	8,6	31,9
43	B	355	52	7.041.439	2.245.870	8,3	32,5
44	B	370	39	5.653.056	2.183.144	8,9	31,3
45	B	370	43	6.135.831	2.329.021	8,8	31,3
46	B	370	48	6.739.300	2.318.274	8,5	32,0
47	B	370	52	7.222.075	2.196.038	8,1	32,9
48	B	385	39	5.831.854	2.417.308	9,2	30,7
49	B	385	43	6.332.967	2.463.849	8,9	31,1
50	B	385	48	6.959.359	2.398.577	8,5	32,0

Tabella 5.9: Risultati calcolo economico, per impianti con struttura fissa

Capitolo 6

Conclusioni

Il lavoro svolto presso Renergetica S.p.A. è stato sviluppato al fine di determinare la soluzione migliore per un impianto fotovoltaico, fissando alcuni parametri, come il luogo, l'estensione del terreno e la potenza di immissione in rete (7MW), e facendo variare le caratteristiche del generatore, come la tipologia dei moduli, la struttura portante e la copertura del terreno.

Lo scopo è stato quello di creare un modello simulativo in Matlab che fosse in grado di prevedere la produzione annuale dell'impianto, partendo dalla potenza nominale e dai dati sull'irradianza, forniti da database meteorologici. L'approccio utilizzato si basa sul calcolo dell'efficienza e delle perdite di tutti i componenti dell'impianto, per arrivare a determinare la potenza immessa in rete in valori orari.

I risultati di quattro tipologie di impianto, espressi in termini di resa finale, sono stati confrontati con le simulazioni effettuate su PVsyst, rivelandosi coerenti e con una differenza percentuale inferiore al 1% per tutti gli impianti scelti per il confronto. Il modello implementato su Matlab può essere considerato come il punto di partenza per lo sviluppo di simulazioni più raffinate, al fine di aumentarne l'accuratezza e di approfondire gli studi sugli aspetti di progettazione di impianti fotovoltaici.

Successivamente, sono state analizzate diverse tipologie di impianto tramite software PVsyst, al fine di determinare la migliore in termini sia tecnici sia economici, per un totale di 50 configurazioni simulate.

Dall'analisi tecnica risulta che i moduli bifacciali sono più performanti dei monofacciali, sebbene guadagnino meno di questi ultimi passando da una struttura fissa a una con inseguitore. Il risultato che si ottiene riguardo alla variazione della copertura del terreno (GCR) è coerente, in quanto è prevedibile che ci sia una produzione specifica migliore quando le file sono più lontane tra loro, come è coerente che la produzione annuale più alta si abbia invece con le file più compatte, poichè si installa maggiore potenza. Dai risultati dell'analisi tecnica si deduce che la configurazione più produttiva è quella che considera il modulo bifacciale da 385W in silicio monocristallino, con efficienza dichiarata dal costruttore pari a 19,3% e fattore di bifaccialità 70%, montato su una struttura con inseguitore. Con un GCR del 39% si ha la massima resa, pari a 1720 kWh/kWp.

Per l'analisi economica è stato tenuto in conto che i costi delle strutture a inseguitore sono ormai prossimi a quelli relativi alle strutture fisse e che i costi dei moduli bifacciali sono in continua diminuzione, grazie alla crescente diffusione sul mercato. L'analisi economica dunque conferma il modulo bifacciale da 385W con inseguitore, con la differenza che la configurazione che meglio soddisfa l'analisi economica prevede le file dell'array più compatte, con un GCR del 43%, leggermente più alto di quello suggerito dall'analisi tecnica.

Appendice A

Codice Matlab per modulo monofacciale con struttura fissa

```
%% Monofacial fixed 365W GCR=45% tilt=30 variant VE1
input='Mono_fix_365W_0.45_30_per Matlab.xlsx';
G=1e3; %[W/m2]
Gnoct=8e2; %[W/m2]
A=xlsread(input);
QMV=0;    % [kVAR]
Qinv=0;   % [kVAR]
Nstr_act=260;
Tamb=A(:,2);    % [C]
GTI=A(:,5); % [W/m2] %Rad incidente al netto di riflessione e shading
%% Potenza finale da PVsyst
P_sim=A(:,1)/1e3;
%% Input Parameters
Pnom=2657; %[kWp]
rapporto_potenza_vera=9314/Pnom;
% Plant parameters
etaLID=.985;
etasoil=.99;
etamis=.99;
KJDC=0.015;
Str_inst=260;
% Shading parameters
Kshad=A(:,4);
% Module parameters
gamma=-0.39; %[%/C]
Vmpp=39.3; %[V]
Nmod_str=28;
NOCT=45; %[C]
% Inverter parameters
Sinv_rated=125; %[kVA]
```

```

Vinv_rated=1050; %[V]
Pmax_AC=2000; %[kW]
% Transmission parameters
LV_MV_loss_core=5.26; % [kW]
Kcoil_LV=0.012;
Sr_LV_MV=2500; %[kVA]
KJAC=0.02;
%% Pout Calculation
P=GTI/G*Pnom;
Pdisp=P; %[kW]
Enom=sum(GTI/G*Pnom);
% Shadings
for i=1:length(P)
    if Kshad(i)<1/9
        P(i)=0;
    elseif Kshad(i)<2/9
        P(i)=1/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<3/9
        P(i)=2/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<4/9
        P(i)=3/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<5/9
        P(i)=4/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<6/9
        P(i)=5/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<7/9
        P(i)=6/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<8/9
        P(i)=7/9/Kshad(i)*P(i);
    elseif Kshad(i)<1
        P(i)=8/9/Kshad(i)*P(i);
    end
end
Ksh_g=Kshad(25:48);
for i=1:length(P)
    if Pdisp(i)==0
        Ksh_el(i,1)=1;
    else
        Ksh_el(i,1)=P(i)/Pdisp(i);
    end
end
Ksh_e=Ksh_el(25:48);
Pgiorno=P(25:48);
delta_shad=sum(P)/sum(Pdisp);
A=figure;

```

```

aa(:,1)=(Pgiorno);
aa(:,2)=(Ksh_g.*Pgiorno);
aa(:,3)=(Ksh_g.*Ksh_e.*Pgiorno);
bar(aa,0.6)
hold on
legend('Senza ombra','Effetto geometrico',
'Effetto totale','location','nw')
ylabel('Potenza [kW]')
xlabel('Ore del giorno [h]')
grid on
xlim([8 19])
xticks([7:1:19])
print -dpng shad_fix_mono_345_45_30
% soiling - LID
P=P*etasoil*etaLID;
% Thermal losses
Tc=GTI/Gnoct*(NOCT-20)+Tamb;
Vvar=gamma/100*(Tc-25);
Pth=P.*(1+Vvar);
delta_th=sum(Pth)/sum(P);
mod_loss=sum(Pdisp-Pth)/sum(Pdisp);
% Joule DC eff.
PJDC=Pth.*(1-(GTI/G).^2*KJDC);
delta_JDC=sum(PJDC)/sum(Pth);
% Mismatch eff.
P=PJDC*etamis;
str_loss=sum(Pth-P)/sum(Pth);
% Availability factor
%P=P.*Nstr_act/Str_inst;

% Inverter eff.
% Clipping
for i=1:length(P)
    if P(i)>Pmax_AC
        P(i)=Pmax_AC;
    end
end
Vdc=(Vvar*Vmpp+Vmpp)*Nmod_str-Nmod_str*Vmpp*GTI/G*KJDC;
Vnom=1050;
v=Vdc/Vnom;
x=[3.75 6.25 12.5 25 37.5 75 125]/125;
y=[94.48 96.47 97.95 98.64 98.83 98.9 98.76]/100;
x0=[0.625/125 x(1)]; y0=[0 y(1)]; k0=polyfit(x0,y0,1);
x1=[x(1) x(2)]; y1=[y(1) y(2)]; k1=polyfit(x1,y1,1);
x2=[x(2) x(3)]; y2=[y(2) y(3)]; k2=polyfit(x2,y2,1);

```

```

x3=[x(3) x(4)];      y3=[y(3) y(4)];      k3=polyfit(x3,y3,1);
x4=[x(4) x(5)];      y4=[y(4) y(5)];      k4=polyfit(x4,y4,1);
x5=[x(5) x(6) x(7)];      y5=[y(5) y(6) y(7)];
k5=polyfit(x5,y5,1);
eta=inline('(0).*(x<0.625/125)+(k0(1).*x+k0(2)).*(x>=0.625/125 &
x<3.75/125)+(k1(1).*x+k1(2)).*(x>=3.75/125 & x<6.25/125)+
(k2(1).*x+k2(2)).*(x>=6.25/125 & x<12.5/125)+(k3(1).*x+k3(2)).*
(x>=12.5/125 & x<25/125)+(k4(1).*x+k4(2)).*(x>=25/125 & x<=37/125)+
(k5(1).*x+k5(2)).*(x>=37/125 & x<=125/125)',
'x','k0','k1','k2','k3','k4','k5');
eta2=eta(P/Pmax_AC,k0,k1,k2,k3,k4,k5);
figure
plot(eta([0:1e-2:1],k0,k1,k2,k3,k4,k5),'linewidth',1.3)
ylim([.8 1])
xlim([0 100])
ylabel('Efficienza [%]')
xlabel('\delta [%]')
grid on
for i=1:length(eta2)
    if eta2(i)<=0
        eta_inv(i,1)=0;
    else
        eta_inv(i,1)=eta2(i)+2e-3*(Vnom-Vdc(i))/200;
    end
end
Pinv=P.*eta_inv;
delta_inv=sum(Pinv)/sum(P);
    inv_loss=sum(P-Pinv)/sum(P);
P=Pinv;
% LV/MV Transformer
for i=1:length(P)
    if P(i)>0
        P(i)=(P(i)-LV_MV_loss_core).*(
        1-((sqrt(P(i).^2+Qinv.^2)/Sr_LV_MV).^2.*Kcoil_LV));
    end
end
    traf_loss=sum(Pinv-P)/sum(Pinv);
Pold=P;
% Joule AC eff.
for i=1:length(P)
    if P(i)>0
        P(i)=(1-((sqrt(QMV.^2+P(i).^2)/Sr_LV_MV).^2)*KJAC).*P(i);
    end
end
delta_JAC=sum(P)/sum(Pold);

```

```

jac_loss=sum(Pold-P)/sum(Pold);

%% Results
E=sum(P)/Pnom %[kWh/kW]
E_sim=sum(P_sim)/Pnom %[kWh/kW]
E_mese=[sum(P(1:744)),sum(P(745:1416)),sum(P(1417:2160)),
sum(P(2161:2880)),sum(P(2881:3624)),sum(P(3625:4344)),
sum(P(4345:5088)),sum(P(5089:5832)),sum(P(5833:6552)),
sum(P(6553:7296)),sum(P(7297:8016)),sum(P(8017:8760))];
E_mese_sim=[sum(P_sim(1:744)),sum(P_sim(745:1416)),
sum(P_sim(1417:2160)),sum(P_sim(2161:2880)),sum(P_sim(2881:3624)),
sum(P_sim(3625:4344)),sum(P_sim(4345:5088)),sum(P_sim(5089:5832)),
sum(P_sim(5833:6552)),sum(P_sim(6553:7296)),sum(P_sim(7297:8016)),
sum(P_sim(8017:8760))];
err_rel=abs(E_mese-E_mese_sim)./E_mese*100;
err_rel_y= abs(E-E_sim)/E*100;
yy(:,1)=E_mese/1000;
yy(:,2)=E_mese_sim/1000;
%% Plot
B=figure;
bar(yy)
title('Monofacciale fisso')
ylabel('Energia [MWh]')
xlabel('Mesi')
legend('Matlab','PVsyst')
grid on
ylim([0 7e2])
print -dpng E_compared_fix_mono_345_45_30
fid = fopen('monofix.txt','w');
fprintf(fid,'%6.2f\n',E,E_sim);
fclose(fid);
latex=[mod_loss;str_loss;inv_loss;traf_loss;jac_loss]
xlswrite('Rendimenti_da_Matlab',latex,'MF')

```

Appendice B

Codice Matlab per modulo bifacciale con inseguimento solare

```
%% Bifacial tracker 370W GCR=39% variant VCO
input='Bif_tracker_370W_0.39_per Matlab.xlsx';
G=1e3; %[W/m2]
Gnoct=8e2; %[W/m2]
t=[1:12];
A=xlsread(input);
QMV=0;    % [kVAR]
Qinv=0;   % [kVAR]
Nstr_act=214;
Tamb=A(:,3);    % [C]
GTI=A(:,1); % [W/m2] %Rad. incidente al netto di riflessione e shading
Gbak=A(:,4); % Radiazione sul lato posteriore
rho=0.7; % bifaciality factor
GTI=GTI+Gbak*rho;
%% Potenza finale da PVsyst
P_sim=A(:,2)/1e3;
%% Input Parameters
Pnom=2279; %[kWp]
% Plant parameters
KLID=.985;
Ksoil=.99;
Kmis=.97;
KJDC=0.015;
Str_inst=214;
% Module parameters
gamma=-0.37; %[%/C]
Vmpp=39.41; %[V]
Nmod_str=28;
NOCT=45; %[C]
```

```

% Transmission parameters
LV_MV_loss_core=4.33; % [kW]
Kcoil_LV=0.012;
Sr_LV_MV=2500; %[kVA]
KJAC=0.02;
% Inverter parameters
Vinv_rated=1050; %[V]
%% Pgrid Calculation
P=GTI/G*Pnom;
Pdisp=P;
P=P*Ksoil*KLID; %[kW]
% Thermal losses
Tc=GTI/Gnoct*(NOCT-20)+Tamb;
Vvar=gamma/100*(Tc-25);
Pth=P.*(1+Vvar);
delta_th=sum(Pth)/sum(P)
mod_loss=sum(Pdisp-Pth)/sum(Pdisp);
% Joule DC eff.
PJDC=Pth.*(1-(GTI/G).^2*KJDC);
delta_JDC=sum(PJDC)/sum(Pth)
% Mismatch eff.
P=PJDC*Kmis;
% Availability factor
%P=P.*Nstr_act/Str_inst;
str_loss=sum(Pth-P)/sum(Pdisp);
% Clipping
Pmax_AC=2000; %[kW]
for i=1:length(P)
    if P(i)>Pmax_AC
        P(i)=Pmax_AC;
    end
end
% Inverter eff.
Vdc=(Vvar*Vmpp+Vmpp)*Nmod_str-Nmod_str*Vmpp*GTI/G*KJDC;
v=Vdc/Vinv_rated;
x=[3.75 6.25 12.5 25 37.5 75 125]/125;
y=[94.48 96.47 97.95 98.64 98.83 98.9 98.76]/100;
x0=[0.625/125 x(1)]; y0=[0 y(1)]; k0=polyfit(x0,y0,1);
x1=[x(1) x(2)]; y1=[y(1) y(2)]; k1=polyfit(x1,y1,1);
x2=[x(2) x(3)]; y2=[y(2) y(3)]; k2=polyfit(x2,y2,1);
x3=[x(3) x(4)]; y3=[y(3) y(4)]; k3=polyfit(x3,y3,1);
x4=[x(4) x(5)]; y4=[y(4) y(5)]; k4=polyfit(x4,y4,1);
x5=[x(5) x(6) x(7)]; y5=[y(5) y(6) y(7)];
k5=polyfit(x5,y5,1);
eta=inline('(0).*(x<0.625/125)+(k0(1).*x+k0(2)).*(x>=0.625/125)')

```



```

& x<3.75/125)+(k1(1).*x+k1(2)).*(x>=3.75/125 & x<6.25/125)+
(k2(1).*x+k2(2)).*(x>=6.25/125 & x<12.5/125)+(k3(1).*x+k3(2)).*
(x>=12.5/125 & x<25/125)+(k4(1).*x+k4(2)).*(x>=25/125 & x<=37/125)+
(k5(1).*x+k5(2)).*(x>=37/125 & x<=125/125)',
'x','k0','k1','k2','k3','k4','k5');
eta2=eta(P/Pmax_AC,k0,k1,k2,k3,k4,k5);
figure
plot(eta([0:1e-2:1],k0,k1,k2,k3,k4,k5),'linewidth',1.3)
ylim([.8 1])
xlim([0 100])
ylabel('Efficienza [%]')
grid on
for i=1:length(eta2)
    if eta2(i)<=0
        eta_inv(i,1)=0;
    else
        eta_inv(i,1)=eta2(i)+2e-3*(Vinv_rated-Vdc(i))/200;
    end
end
Pinv=P.*eta_inv;
delta_inv=sum(Pinv)/sum(P);
    inv_loss=sum(P-Pinv)/sum(Pdisp);
P=Pinv;
% LV/MV Transformer
for i=1:length(P)
    if P(i)>0
        P(i)=(P(i)-LV_MV_loss_core).*(
            1-((sqrt(P(i).^2+Qinv.^2)/Sr_LV_MV).^2.*Kcoil_LV));
    end
end
    traf_loss=sum(Pinv-P)/sum(Pdisp);
% Joule AC eff.
Pold=P;
for i=1:length(P)
    P(i)=(1-((sqrt(QMV.^2+P(i).^2)/Sr_LV_MV).^2)*KJAC).*P(i);
end
delta_JAC=sum(P)/sum(Pold);
    jac_loss=sum(Pold-P)/sum(Pdisp);
%% Results
E=sum(P)/Pnom %[kWh/kW]
E_sim=sum(P_sim)/Pnom %[kWh/kW]
E_mese=[sum(P(1:744)),sum(P(745:1416)),sum(P(1417:2160)),
sum(P(2161:2880)),sum(P(2881:3624)),sum(P(3625:4344)),
sum(P(4345:5088)),sum(P(5089:5832)),sum(P(5833:6552)),
sum(P(6553:7296)),sum(P(7297:8016)),sum(P(8017:8760))];

```

```

E_mese_sim=[sum(P_sim(1:744)),sum(P_sim(745:1416)),sum(P_sim(1417:2160)),
sum(P_sim(2161:2880)),sum(P_sim(2881:3624)),sum(P_sim(3625:4344)),
sum(P_sim(4345:5088)),sum(P_sim(5089:5832)),sum(P_sim(5833:6552)),
sum(P_sim(6553:7296)),sum(P_sim(7297:8016)),sum(P_sim(8017:8760))]' ;
err_rel=abs(E_mese-E_mese_sim)./E_mese*100;
err_rel_y= abs(E-E_sim)/E*100;
yy(:,1)=E_mese/1e3;
yy(:,2)=E_mese_sim/1e3;
%% Plot
figure
bar(yy)
title('Bifacciale con inseguitore')
ylabel('Energia [MWh]')
xlabel('Mesi')
legend('Matlab','PVsyst')
grid on
print -dpng E_compared_bif_370_39
fid = fopen('bitrack.txt','w');
fprintf(fid,'%6.2f\n',E,E_sim);
fclose(fid);
latex=[mod_loss;str_loss;inv_loss;traf_loss;jac_loss]
xlswrite('Rendimenti_da_Matlab',latex,'BT')

```

Bibliografia

- [1] IEA, *Snapshot 2019 of global photovoltaic market*, 2019. Disponibile da: <http://www.iea-pvps.org/>
- [2] Gestore dei Servizi Energetici, *Rapporto statistico - Solare fotovoltaico 2017*, 2018.
- [3] Liang T.S., Poh D., Praveetoni M., *Challenges in the pre-normative characterization of bifacial photovoltaic modules*, in *Energy Procedia* 150, 2018, p. 66-73.
- [4] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), *2017 Results*, 2018.
- [5] Duran C., *Bifacial Solar Cells: High Efficiency Design, Characterization, Modules and Applications*, Tesi di dottorato, Università di Costanza, 2012
- [6] Wang S., Wilkie O., Lam J., Steeman R., Zhang W., Khoo K. S., Siong S. C., Rostan H., *Bifacial photovoltaic systems energy yield modelling*, in *Energy Procedia* 77, 2015, p. 428-433.
- [7] Janssen G.J.M., Burgers A.R. , Binani A., Carr A.J., Van Aken B.B., Romijn I.G. Klenk M. , Nussbaumer H. , Baumann T., *How to maximize the kWh/kWp ratio: simulations of single-axis tracking in bifacial systems*, 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Bruxelles (Belgio), 25 Settembre, 2018.
- [8] Spertino F., Ahmad J., Ciocia A., Di Leo P., Murtaza A. F., Chiaberge M., *Capacitor charging method for I-V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems*, In *Solar Energy* 119, 2015, p. 461-473.
- [9] Green M. A., *The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): From conception to mass production*, In: *Solar Energy Materials & Solar Cells* 143, 2015, p. 190-197.

- [10] Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08, *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione.*
- [11] Leone P., appunti e slides dal corso di “Thermal design and optimization”, 2017.
- [12] Spertino F., Di Leo P., Corona F., *Non-Idealities in the I-V Characteristic of the PV Generators: Manufacturing Mismatch and Shading Effect*, In: Kosyachenko LA, editor. Solar cells: silicon wafer-based technologies. Intech; 2012. p. 229-254, open access.

Ringraziamenti

Innanzitutto ringrazio il Prof. Filippo Spertino, per la conoscenza che mi ha trasmesso fin dal corso di “Power generation from renewable sources” e per la sua completa disponibilità certamente durante la stesura di questa tesi, ma forse ancora di più nella ricerca di una collaborazione aziendale.

Un sentito grazie a Marco Giannettoni e Mattia Nigro, per la loro generosa assistenza e per avermi mostrato un'altra prospettiva, e a tutto il team di Renergetica per questa opportunità e per avermi caldamente accolta.

Non riuscirei mai a esprimere pienamente la gratitudine per la mia famiglia, che mi sostiene immancabilmente e incoraggia anche le mie decisioni più stravaganti, e per Paolo che con la sua infinita pazienza sta al mio fianco. Un caldo ringraziamento va ai miei amici, che sono sempre presenti, soprattutto nelle difficoltà.

Un ultimo ringraziamento va a Luca Cordero dell'azienda TGE, per quella telefonata senza cui questo lavoro non avrebbe avuto inizio.

A chi ci è stato, grazie di cuore.

Carlotta