



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

PROGETTAZIONE DI MASSIMA DI UN PORTICO
FOTOVOLTAICO IN UN CONTESTO URBANO

Relatore: Ing. Fabio Bignucolo

Mattia Ruzzon
matricola 1156757

Anno Accademico 2018/2019

Sommario

1	INTRODUZIONE	3
2	MODELLO 3D.....	5
2.1	Assunzioni	5
2.2	Descrizione modello	6
2.3	Impianto.....	11
3	STUDIO DEGLI OMBREGGIAMENTI.....	15
3.1	Assunzioni	15
3.2	Coordinate solari.....	15
3.3	Coordinate superficie ricevente e superficie ostacolo.....	17
3.4	Definizione matrice 0&1	17
4	DIMENSIONAMENTO ELETTRICO.....	19
4.1	Modulo fotovoltaico	19
4.2	Stringa.....	23
4.3	Inverter	24
4.4	Configurazioni Studiate	25
4.4.1	Caso 1A.....	25
4.4.2	Caso 1B.....	27
4.4.3	Caso 2A.....	27
4.4.4	Caso 2B.....	28
5	PRODUCIBILITA' DELLE CONFIGURAZIONI.....	31
5.1	Assunzioni	31
5.2	Metodo.....	31
5.3	Risultati caso 1A.....	36
5.4	Risultati caso 1B.....	41
5.5	Risultati caso 2A.....	43
5.6	Risultati caso 2B.....	47
6	CONFRONTO DELLE CONFIGURAZIONI	51
7	CONCLUSIONI.....	59
8	APPENDICI	69
8.1	APPENDICE A: Edifici considerati e relative superfici ombreggianti	71
8.2	APPENDICE B: Coordinate Solari	87
8.3	APPENDICE C: Tabelle dei giorni caratteristici.....	91
8.4	APPENDICE D: Metodo di valutazione ombreggiamento.....	105
8.5	APPENDICE E: Modello Simulink.....	107
9	BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	111

1 INTRODUZIONE

L'obiettivo di questo elaborato è quello di valutare la producibilità di un impianto fotovoltaico inserito in un contesto urbano, nello specifico, si tratta di un portico fotovoltaico situato a Padova. Questo intervento costituirebbe non solo una superficie utile per la generazione fotovoltaica ma anche un'infrastruttura volta a migliorare la viabilità pedonale. Esso sarà situato esclusivamente su suolo pubblico, lungo Via Niccolò Tommaseo, a partire dal complesso Padova Fiera, incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Carlo Goldoni, fino all'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Venezia. Il tratto di strada in questione, è un punto di passaggio estremamente frequentato, data la sua posizione rispetto alla stazione di treni e autobus e gli istituti universitari, il che motiva l'intervento non solo da un punto di vista energetico ma anche sociale.

In generale, nella progettazione di un impianto fotovoltaico, la prima valutazione da fare è quella riguardante gli ombreggiamenti, i quali costituiscono la problematica che influisce maggiormente sulle scelte progettuali. In un contesto urbano questo aspetto è amplificato data l'alta probabilità (quasi la certezza) che gli elementi del corredo urbano (alberi, edifici, pali della luce ecc...) possano ombreggiare la superficie fotovoltaica oggetto di studio, andando così a inficiare negativamente sulle prestazioni della stessa.

In questo elaborato, per analizzare in modo soddisfacente la problematica degli ombreggiamenti, è stato fatto un modello 3D dell'area d'interesse in ambiente Sketchup, successivamente, in ambiente Matlab, sono stati valutati gli ombreggiamenti su ogni modulo per i dodici giorni caratteristici, ogni quarto d'ora, nell'intervallo di tempo in cui il modulo "vede" il sole. Questa prima parte è stata necessaria per la valutazione della radiazione incidente sulla superficie fotovoltaica. Avendo a disposizione i risultati riguardanti la potenza incidente su ogni modulo, istante per istante, è stata valutata la producibilità, in ambiente Matlab-Simulink, di quattro configurazioni di impianto. Le casistiche analizzate differiscono tra loro per lunghezza di stringa e/o collegamento tra le stringhe. La producibilità delle varie configurazioni è stata poi confrontata con la producibilità dello stesso impianto nella situazione in cui non venga mai ombreggiato. Sulla base di questo confronto è stato possibile quantificare l'incidenza degli ombreggiamenti e il potenziale in termini di producibilità dell'impianto e quindi constatare se esso è degno di una ulteriore e più approfondita analisi. La configurazione finale proposta è data dalla migliore configurazione di ogni sotto-impianto, dove per migliore si intende la configurazione con il minimo scarto rispetto alla situazione senza ombreggiamenti, valutato sia in termini annuali sia nel periodo invernale.

2 MODELLO 3D

2.1 Assunzioni

Al fine di creare una struttura in armonia con il contesto circostante, la scelta dell'azimut della superficie fotovoltaica è vincolata dall'orientazione della direttrice stradale. La scelta dell'inclinazione della superficie ricevente è basata su considerazioni di carattere visivo e sullo spazio fisico a disposizione nei vari tratti. Alla luce di queste considerazioni si è optato per un angolo di inclinazione pari a 15° e un angolo di azimut della superficie pari a $25,5^\circ$ rispetto al Sud in direzione Ovest (pari all'orientazione della direttrice stradale).

Dove l'ambiente lo permette sono state rilevate le altezze effettive degli edifici, in tutti gli altri casi l'altezza degli edifici è stata ottenuta dalla somma tra l'altezza fino al cornicione e una stima dell'altezza del tetto supponendo un'inclinazione di falda.

Le superfici ombreggianti sono state considerate verticali e di forma rettangolare o quadrata. L'incidenza dell'errore introdotto da questa assunzione è di tipo cautelativo ma comunque trascurabile; prendendo in considerazione la *Figura 2.1*, la forma dell'ombra nei due casi è estremamente simile ma in generale, la superficie occupata da un'ombra, generata da una parete verticale è superiore rispetto a quella dovuta a un tetto a falde. Per altezze solari ridotte, la differenza tra le due ombre è accentuata, ma in tali situazioni la potenza incidente sulla superficie è anch'essa ridotta. Considerando che il grosso della produzione è nelle ore centrali della giornata, in cui l'altezza solare è elevata e quindi l'incidenza degli ombreggiamenti è minima, è ragionevole dedurre che un'assunzione di questo genere non comporti un errore importante in termini relativi. Un altro aspetto che ha influito in questa assunzione è la precisione del tool, utilizzato per la determinazione delle coordinate in ambiente Sketchup. Esso fornisce risultati con la precisione fino alla quinta cifra decimale, quindi anche un errore di alcuni millimetri, tranquillamente trascurabile ragionando in metri, poteva comportare problemi nella definizione del piano ombreggiante a livello computazionale. Questa assunzione sovrastima l'incidenza degli ombreggiamenti e quindi sottostima i risultati in termini di producibilità, tuttavia l'errore introdotto non è tale da confutare i risultati ottenuti.

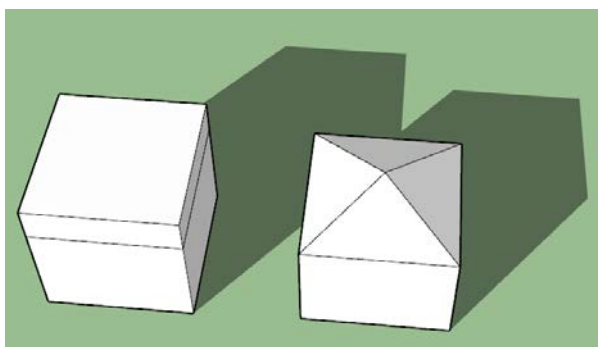


Figura 2.1: confronto superfici ombreggianti.

Nel modello 3D e di conseguenza nel computo delle superfici ombreggianti non è stato considerato:

- il verde urbano pubblico e privato, fatta eccezione per l'albero in prossimità dell'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Redipuglia;
- gli elementi decorativi quali, ad esempio, le colonne all'ingresso della fiera e quelle presenti nel padiglione 1 e 15, il cubo posto sul tetto dell'hotel NH Mantegna;
- gli edifici Universitari del complesso Vallisneri e DII.

2.2 Descrizione modello

Tramite l'ausilio delle planimetrie catastali, le cui informazioni sono state completate da rilevamenti in sito, si è creato un modello 3D dell'area in ambiente Sketchup. Esso comprende il portico fotovoltaico, la sede stradale e tutti gli edifici che, data la loro posizione, potrebbero ombreggiare la superficie fotovoltaica. Questo modello ha una duplice funzione, non solo dà un'idea del risultato ottenibile in termini visivi, ma soprattutto svolge una funzione progettualmente rilevante, poiché permette la localizzazione reciproca tra edifici e superficie fotovoltaica, informazione fondamentale per la valutazione degli ombreggiamenti.

I rilevamenti sono stati eseguiti tramite un misuratore laser, ogni misurazione è stata fatta all'incirca cinque volte e il valore poi considerato è la media delle misurazioni. Per la misura delle altezze, ove non è stata possibile una misurazione diretta, si è sfruttato una funzione dello strumento stesso, basata sul Teorema di Pitagora, la quale, dati come input la distanza inclinata (ipotenusa) e la distanza orizzontale (cateto), fornisce come output l'altezza. Per limitare l'errore, dovuto a un errato puntamento, il punto in cui si posava lo strumento è stato opportunamente scelto in modo tale che l'angolo, compreso tra la distanza inclinata e la distanza orizzontale, fosse nell'intorno di 45° .

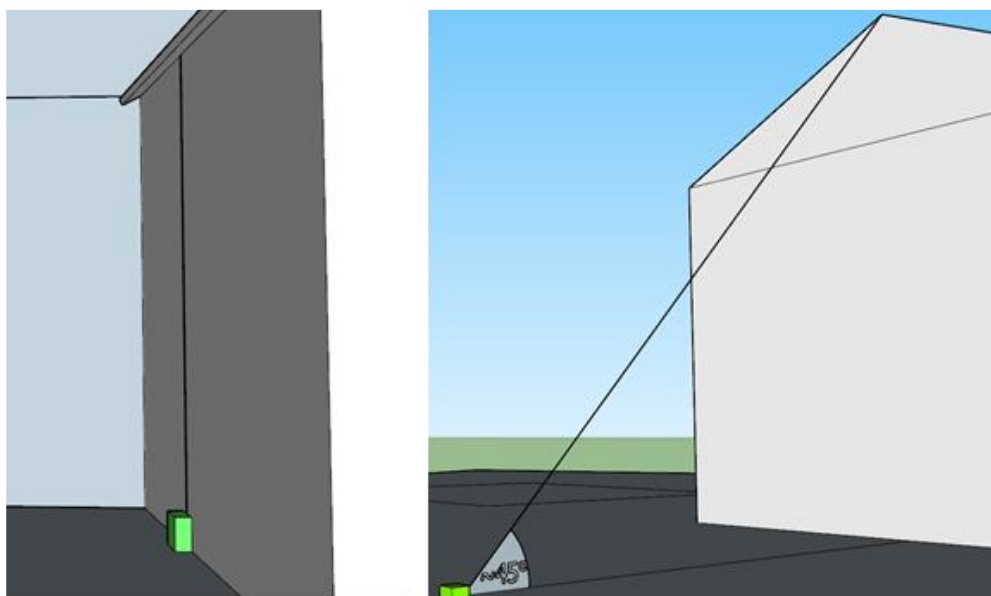


Figura 2.2: misurazione diretta a sinistra e misurazione indiretta a destra.

A causa di limitazioni in gittata dello strumento (60 metri) non è stato possibile eseguire le misurazioni riguardo l'hotel NH Mantegna con il metodo appena descritto. Si è optato per la misurazione dell'altezza del pian terreno e del primo piano e l'altezza, poi utilizzata nel modello, è stata ricavata dalla somma tra l'altezza del pian terreno e il prodotto tra l'altezza del primo piano per il numero di piani. Considerando che esso ombreggia la superficie fotovoltaica solo nelle prime ore delle giornate estive, questo tipo di approssimazione non è da ritenersi eccessivamente grossolana.

Alcuni edifici, ad esempio quelli davanti al padiglione 15, presentano delle geometrie e degli ingombri sia sulle pareti sia sul tetto, la cui misurazione risultava difficoltosa e un'approssimazione a geometrie più semplici non comportava sostanziali errori. Per le irregolarità nelle pareti si è optato per la semplificazione a pareti verticali (le differenze di ombreggiamento sono trascurabili). Mentre per gli ingombri sul tetto, data l'impossibilità di misurare in maniera corretta l'altezza, è stata necessaria una stima delle stesse, assumendo un'altezza del parapetto di 1 metro e un'altezza del vano di 3 metri. Le Figure 2.3 e 2.4 evidenziano la situazione appena descritta.



Figura 2.3: immagine, tratta da Google Maps, dell'edificio davanti al padiglione 1.

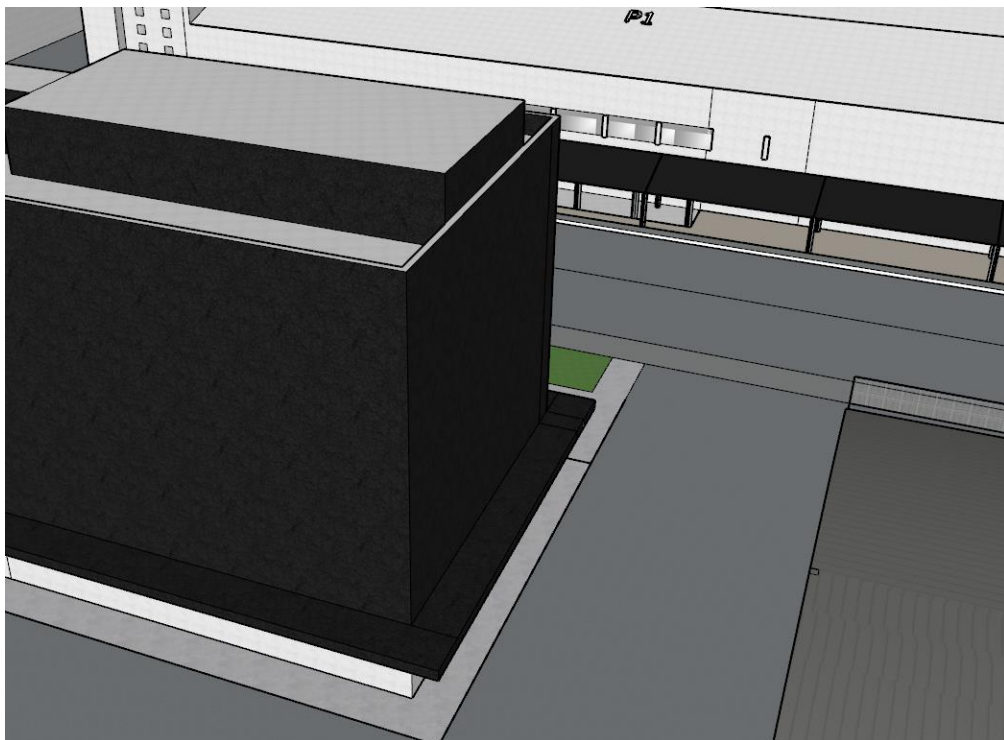


Figura 2.4: immagine, tratta dal modello 3D, dell'edificio davanti al padiglione 1.

Gli edifici considerati sono tutti quelli che si affacciano su Via Niccolò Tommaseo nel tratto compreso tra il tribunale di Padova e l'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Venezia.



Figura 2.5: vista dall'alto del modello 3D, nella situazione attuale.



Figura 2.6: modello 3D con il portico fotovoltaico.

Gli edifici di colore bianco e azzurro nella parte bassa sono una rappresentazione qualitativa del complesso Vallisneri, DII e Piovego; essi non sono stati considerati nel computo delle ombre, così come il complesso universitario Ex Fiat sulla destra.

Nella parte a sinistra di *Figura 2.5* e *2.6*, e nel focus in *Figura 2.7*, si può notare il sistema di assi cartesiani, opportunamente selezionato in modo tale che il ramo positivo dell'asse X (linea rossa) corrisponda all'Est e il ramo positivo dell'asse Y (linea verde) corrisponda al Nord.

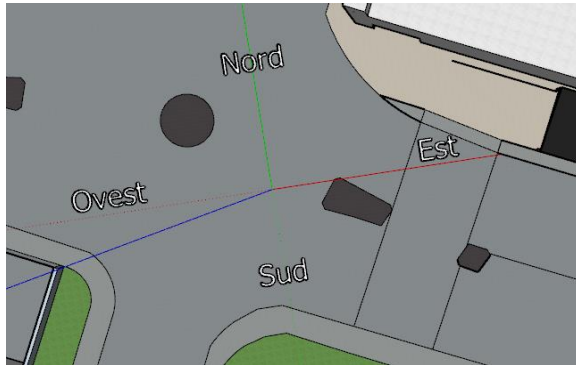


Figura 2.7: Orientamento modello.

Di seguito sono proposte alcune viste del modello creato, le quali includono l'impianto fotovoltaico oggetto di studio.



Figura 2.8: vista del complesso fiera davanti al padiglione 15.



Figura 2.9: vista del complesso fiera davanti al padiglione 1.



Figura 2.10: vista dell'area dall'Hotel Mantegna

Si consulti l'Appendice A per l'elenco completo degli edifici considerati, delle relative superfici ombreggianti e delle eventuali assunzioni fatte per ogni edificio.

2.3 Impianto

Per la definizione delle dimensioni dell'impianto è stata utilizzata una soluzione modulare, la cui unità è costituita da un blocco (rappresentato in *Figura 2.11*), ossia una superficie fotovoltaica di 5m x 12m, inclinata di 15° e con un azimut rispetto al Sud pari a 25.5° Ovest. Considerando che le dimensioni del modulo preso in esame sono di circa 1m x 2m, un blocco è composto da 30 moduli disposti in una matrice di 5x6, orientati in modo tale che il lato lungo sia parallelo alla strada. La scelta di posizionare i moduli in questo modo non è casuale, infatti dato il percorso delle ombre e la posizione dei tre diodi di by-pass all'interno del modulo, la posizione orizzontale del modulo garantisce migliori prestazioni nell'attenuazione dell'effetto delle ombre sulle prestazioni del modulo.

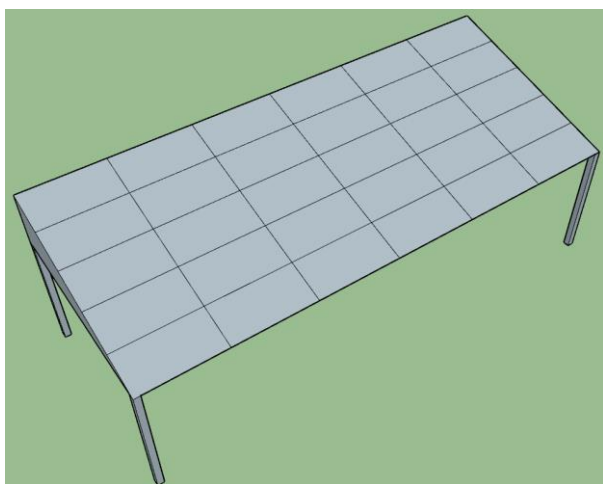


Figura 2.11: unità modulare o blocco.

Per evidenti motivi di estensione, dimensione e viabilità, l'impianto è stato diviso in più parti, chiamate successivamente Tavole. Ogni tavola è costituita da un numero consono di blocchi in base allo spazio disponibile.

Queste considerazioni unite ai limiti spaziali (larghezza marciapiedi, presenza di alberi, proprietà private ecc...) hanno portato alla definizione di sette Tavole:

- Tavola A: composta da sei blocchi, la cui altezza minima è di 3 m ed è posizionata davanti al padiglione 15 del complesso Padova Fiera.

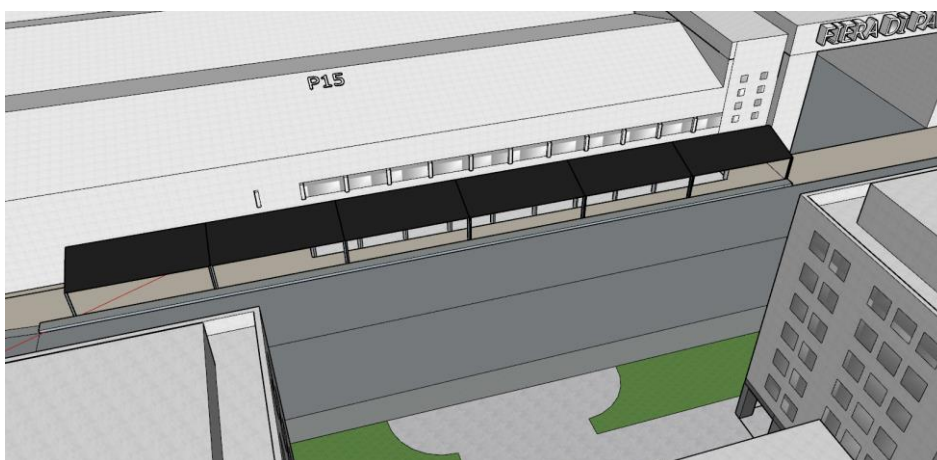


Figura 2.12: Tavola A.

- Tavola B: composta da sette blocchi, la cui altezza minima è di 3 m ed è posizionata davanti al padiglione 1 del complesso Padova Fiera.

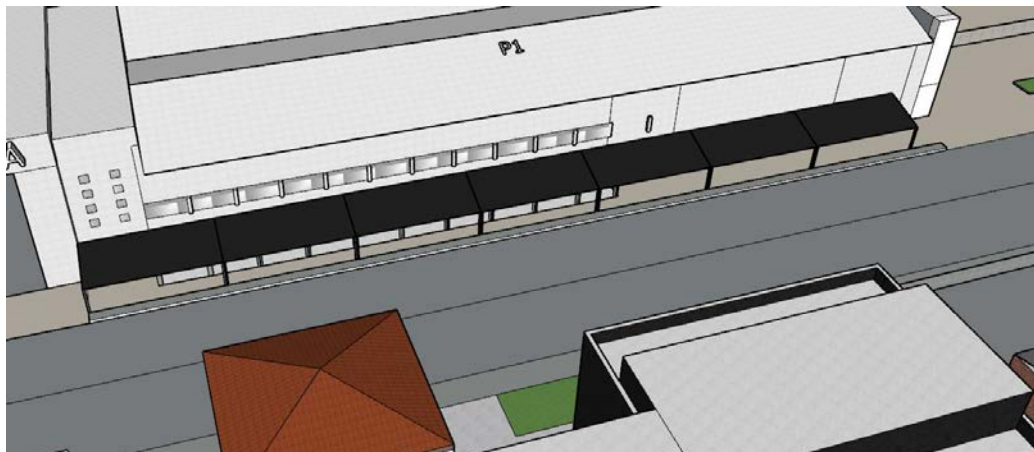


Figura 2.13: Tavola B.

- Tavola C1: la prima fila composta da sette blocchi, la cui altezza minima è pari a 3 m, posizionata davanti al padiglione 7 del complesso Padova Fiera.
- Tavola C2: la seconda fila composta anch'essa da sette blocchi, la cui altezza minima è pari a 4,30 m, posizionata davanti al padiglione 7 del complesso Padova Fiera.

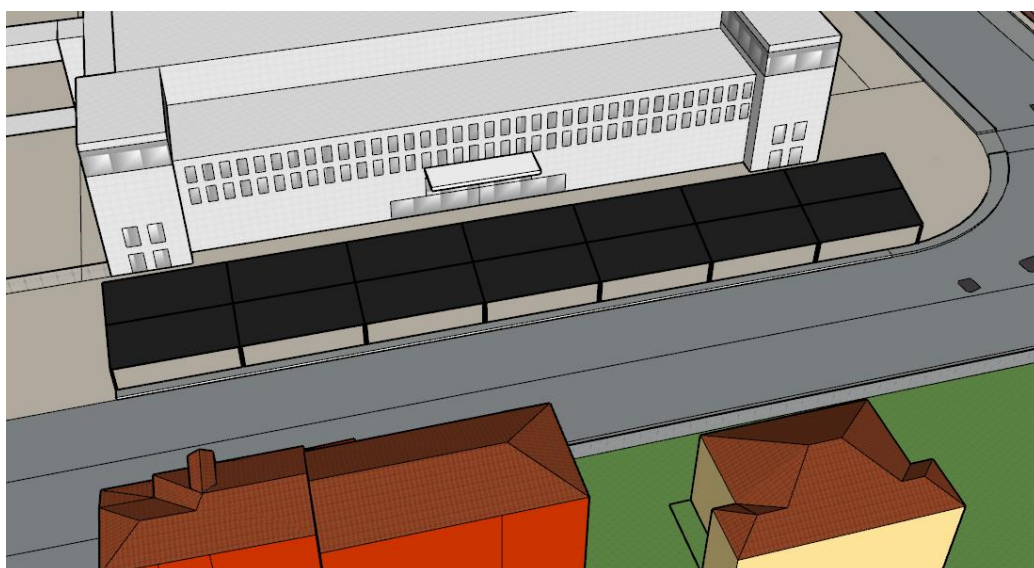


Figura 2.14: Tavola C1 e C2.

- Tavola D: composta da sei blocchi, con un'altezza minima pari a 3m e posizionata davanti all'hotel NH Mantegna.



Figura 2.15: Tavola D.

- Tavola E: composta da un blocco e posizionata all'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Redipuglia.

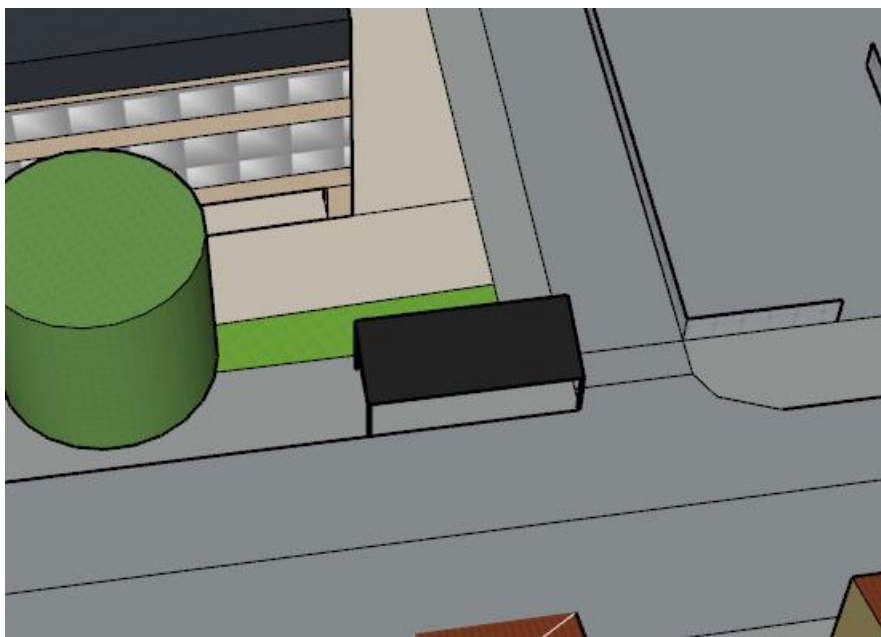


Figura 2.16: Tavola E.

- Tavola F: composta da tre blocchi e posizionata davanti all'incrocio tra via Niccolò Tommaseo e via Venezia.



Figura 2.17: Tavola F.

3 STUDIO DEGLI OMBREGGIAMENTI

3.1 Assunzioni

La longitudine e la latitudine utilizzate per il calcolo sono rispettivamente 11°52'28" Est e 45°24'57" Nord, cioè le coordinate dell'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Carlo Goldoni.

Sono stati studiati 12 giorni caratteristici, un giorno per ogni mese, scelti in modo tale che la declinazione del giorno corrispondesse alla declinazione media del mese [13].

I due estremi temporali di studio, per ogni giorno, fanno riferimento a quando la superficie "vede" il sole, cioè quando la componente diretta incidente sulla superficie è diversa da 0.

Lo studio è su base quart'oraria, cioè tutti i parametri sono stati valutati ogni 15 minuti.

Per la quantificazione della potenza solare e della temperatura ambiente istante per istante si è fatto ricorso al database di PV-GIS [12].

Non è stata considerata la componente riflessa della radiazione solare.

Il modulo fotovoltaico è stato considerato totalmente ombreggiato nel caso in cui una o più celle del modulo siano in ombra.

Per il calcolo della temperatura di cella è stata trascurata l'inerzia termica del modulo stesso.

3.2 Coordinate solari

Per valutare l'ombreggiamento è innanzitutto necessario essere a conoscenza delle coordinate solari, (calcolate utilizzando le formule in *Appendice B*) le quali sono il set di informazioni necessarie per individuare la posizione del sole (angolo di azimut, altezza solare, incidenza). Di seguito viene proposta la *Tabella 3.1*, relativa al giorno caratteristico di Gennaio (si consulti l'*Appendice C* per quelle relative agli altri giorni). La tabella è così organizzata:

- Prima colonna: ora solare, i cui minuti sono espressi in forma decimale (ad esempio 12,5 equivale alle 12:30).
- Seconda colonna: angolo orario espresso in gradi [°].
- Terza colonna: altezza solare espressa in gradi [°].
- Quarta colonna: azimut solare espresso in gradi [°], centrato al Sud e positivo verso Ovest.
- Quinta colonna: angolo di incidenza espresso in gradi [°].
- Sesta colonna: componente diretta della radiazione solare sul modulo, espressa in [W/m²].
- Settima colonna: componente diffusa della radiazione solare, espressa in [W/m²].
- Ottava colonna: temperatura ambiente, espressa in gradi centigradi [°C].

Tabella 3.1: informazioni del giorno caratteristico di Gennaio.

Ora solare	ω [°]	α [°]	γ [°]	i [°]	I dir [W/m ²]	I diff [W/m ²]	T amb [°C]
8,116667	-58,25	5,20	-52,90	81,98	16,45	41	2,7
8,366667	-54,5	7,26	-50,05	79,26	26,63	54	3
8,616667	-50,75	9,24	-47,12	76,62	37,94	63	3,2
8,866667	-47	11,12	-44,12	74,05	50,00	71	3,5
9,116667	-43,25	12,90	-41,04	71,57	61,96	78	3,8
9,366667	-39,5	14,57	-37,87	69,18	73,91	85	4,1
9,616667	-35,75	16,13	-34,61	66,90	85,51	91	4,3
9,866667	-32	17,56	-31,27	64,74	96,43	96	4,6
10,11667	-28,25	18,86	-27,85	62,71	106,82	101	4,9
10,36667	-24,5	20,02	-24,34	60,82	116,51	105	5,1
10,61667	-20,75	21,03	-20,76	59,09	125,33	108	5,4
10,86667	-17	21,88	-17,11	57,53	132,59	111	5,6
11,11667	-13,25	22,57	-13,40	56,16	139,21	113	5,8
11,36667	-9,5	23,10	-9,64	54,99	144,57	115	6
11,61667	-5,75	23,46	-5,85	54,03	149,17	116	6,2
11,86667	-2	23,64	-2,03	53,30	152,38	117	6,4
12,11667	1,75	23,64	1,78	52,80	154,15	117	6,6
12,36667	5,5	23,47	5,60	52,55	154,44	117	6,7
12,61667	9,25	23,13	9,39	52,54	153,25	116	6,8
12,86667	13	22,61	13,15	52,77	151,22	115	6,9
13,11667	16,75	21,93	16,87	53,25	147,76	114	7
13,36667	20,5	21,09	20,52	53,97	143,52	112	7
13,61667	24,25	20,09	24,11	54,91	137,38	109	7
13,86667	28	18,94	27,62	56,06	130,06	105	7
14,11667	31,75	17,65	31,05	57,42	121,68	101	7
14,36667	35,5	16,23	34,39	58,96	112,38	97	6,9
14,61667	39,25	14,68	37,65	60,68	101,83	91	6,8
14,86667	43	13,01	40,83	62,56	90,31	85	6,7
15,11667	46,75	11,24	43,92	64,58	78,11	78	6,5
15,36667	50,5	9,36	46,92	66,73	64,77	70	6,3
15,61667	54,25	7,40	49,85	69,00	51,22	61	6,1
15,86667	58	5,34	52,71	71,38	37,66	47	5,8
16,11667	61,75	3,21	55,50	73,86	24,73	36	5,6
16,36667	65,5	1,01	58,22	76,42	13,61	23	5,3

3.3 Coordinate superficie ricevente e superficie ostacolo

La superficie ricevente è stata modellizzata prima individuando le coordinate rappresentative di ogni modulo della tavola, poi di ogni cella del modulo. È stata costruita una griglia di punti sulla superficie ricevente, identificati dalle coordinate (x y z) sui tre assi cartesiani; ad ogni punto, rappresentativo della cella, è stata associata un'area (pari a quella della cella), nella quale il punto è nella mezzeria del lato inferiore. La scelta della posizione del punto, a cui viene associata la cella è rappresentativa del caso peggiore e più cautelativo in quanto esso è uno dei primissimi punti ad essere ombreggiato. In *Figura 3.1* vengono rappresentati i punti e le aree ad essi associati, di un modulo.

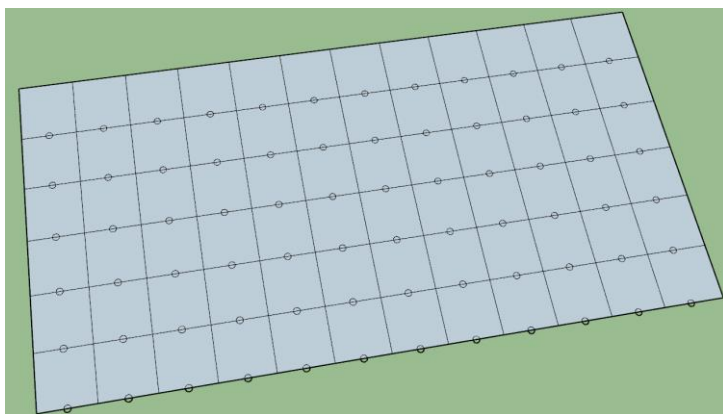


Figura 3.1: Punti rappresentativi delle celle del modulo fotovoltaico.

Tramite il tool “Point Gadget” di Sketchup è stato possibile ricavare le coordinate dei vertici delle superfici ombreggianti e dei punti di interesse della superficie fotovoltaica.

3.4 Definizione matrice 0&1

Il procedimento, utilizzato per verificare l'ombreggiamento della superficie fotovoltaica a causa degli edifici circostanti, è basato su un approccio algebrico-matematico le cui formule specifiche sono riportate nell'*Appendice D*. Si è modellizzato il raggio solare (identificato da altezza solare e azimut solare) come una retta passante per il punto generico della superficie fotovoltaica. La superficie ombreggiante invece è stata modellizzata come un piano, identificato dalle coordinate dei quattro vertici della parete. Risolvendo il sistema lineare, ottenuto dalle equazioni della retta (raggio solare) e quella del piano (parete ombreggiante), si è valutata l'intersezione retta-piano, calcolandone le coordinate, per poi verificare se effettivamente il punto di intersezione è all'interno della superficie ostacolo presa in considerazione. In caso di esito positivo è possibile concludere che il punto della superficie fotovoltaica (e di conseguenza la superficie ad esso associata), in quell'istante è ombreggiato. Ripetendo questo procedimento per ogni cella della superficie fotovoltaica, per ogni momento considerato e per ogni superficie ombreggiante presente, è stato possibile definire una matrice composta da 0 e 1, in cui gli 0 rappresentano una situazione di ombra.

La definizione di questa matrice è essenziale per il calcolo dell'energia incidente sulla superficie fotovoltaica. È chiaro infatti che se una porzione di superficie è in ombra, la componente diretta della radiazione non contribuirà alla produzione. Un'ulteriore assunzione fatta in ottica cautelativa, è quella di considerare ombreggiato l'intero modulo nel momento in cui anche solo una cella del modulo stesso fosse ombreggiata. Per ogni tavola si è creata la matrice 0&1 che rappresenta la situazione a livello di ombreggiamento della tavola stessa, per ogni istante di ogni giorno.

A questo punto è immediato il calcolo della radiazione incidente su ogni modulo, data dalla somma tra la componente diffusa e il prodotto della diretta per il valore (0 o 1) rappresentativo della situazione di ombreggiamento.

A partire dai valori di irraggiamento e dalla temperatura ambiente, si è calcolata la temperatura di cella (e quindi di modulo), trascurando l'inerzia termica del modulo, istante per istante tramite la *Formula 3.1.* [2] [3]

$$T_{cella} = T_{ambiente} + Irr * \frac{(NOCT - 20)}{800} \quad (3.1)$$

I dati sulla radiazione forniti dal database di PV-GIS, completati dai fattori di ombreggiamento, consentono la quantificazione della potenza incidente sulla superficie fotovoltaica, per ogni istante dei giorni considerati. Il medesimo database fornisce le temperature ambiente dalle quali, insieme alla potenza incidente, è possibile ricavare anche la temperatura di modulo. La potenza incidente e la temperatura di modulo sono i due parametri necessari per il calcolo della caratteristica di un modulo fotovoltaico.

4 DIMENSIONAMENTO ELETTRICO

In questo capitolo verranno presentati il modulo e gli inverter selezionati per lo studio e successivamente le varie configurazioni studiate per ogni tavola. Il dimensionamento e il collegamento delle stringhe è legato alla scelta dell'inverter e gioca un ruolo chiave nella riduzione delle perdite per mismatching, inevitabili in situazioni come quella in esame. Le quattro configurazioni studiate si prestano all'attenuazione degli effetti di ombreggiamento di diversa forma, poiché differiscono tra loro nel numero e nella posizione dei moduli per stringa e/o nel collegamento delle stringhe. Nelle prime due configurazioni si prevedono stringhe da 18 moduli, collegate prevalentemente in parallelo orizzontale (due stringhe della stessa riga collegate in parallelo), l'unica differenza è nella definizione delle stringhe nelle tavole da 7 blocchi. La terza configurazione prevede stringhe da 15 moduli, in cui ogni stringa è formata da 3 colonne da 5 moduli, in questo caso un blocco sarà composto da due stringhe. La quarta configurazione prevede anch'essa stringhe da 15 moduli, ma formate da 2 righe da 6 moduli più una riga da 3 moduli, collegate prevalentemente in parallelo orizzontale.

4.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo considerato in questo studio è il LG400N2W-V5, un modulo da 72 celle (6x12), monocristallino, di tipo N (il lato a carica negativa è alla base della cella solare), con una potenza nominale pari a 400 W.

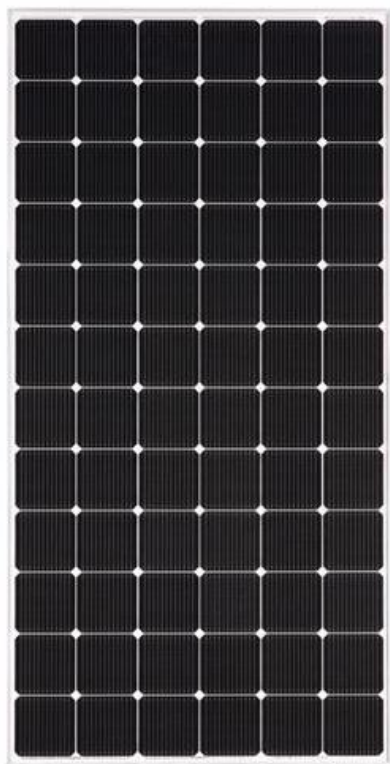


Figura 4.1: Modulo fotovoltaico LG400N2W-V5. [14]

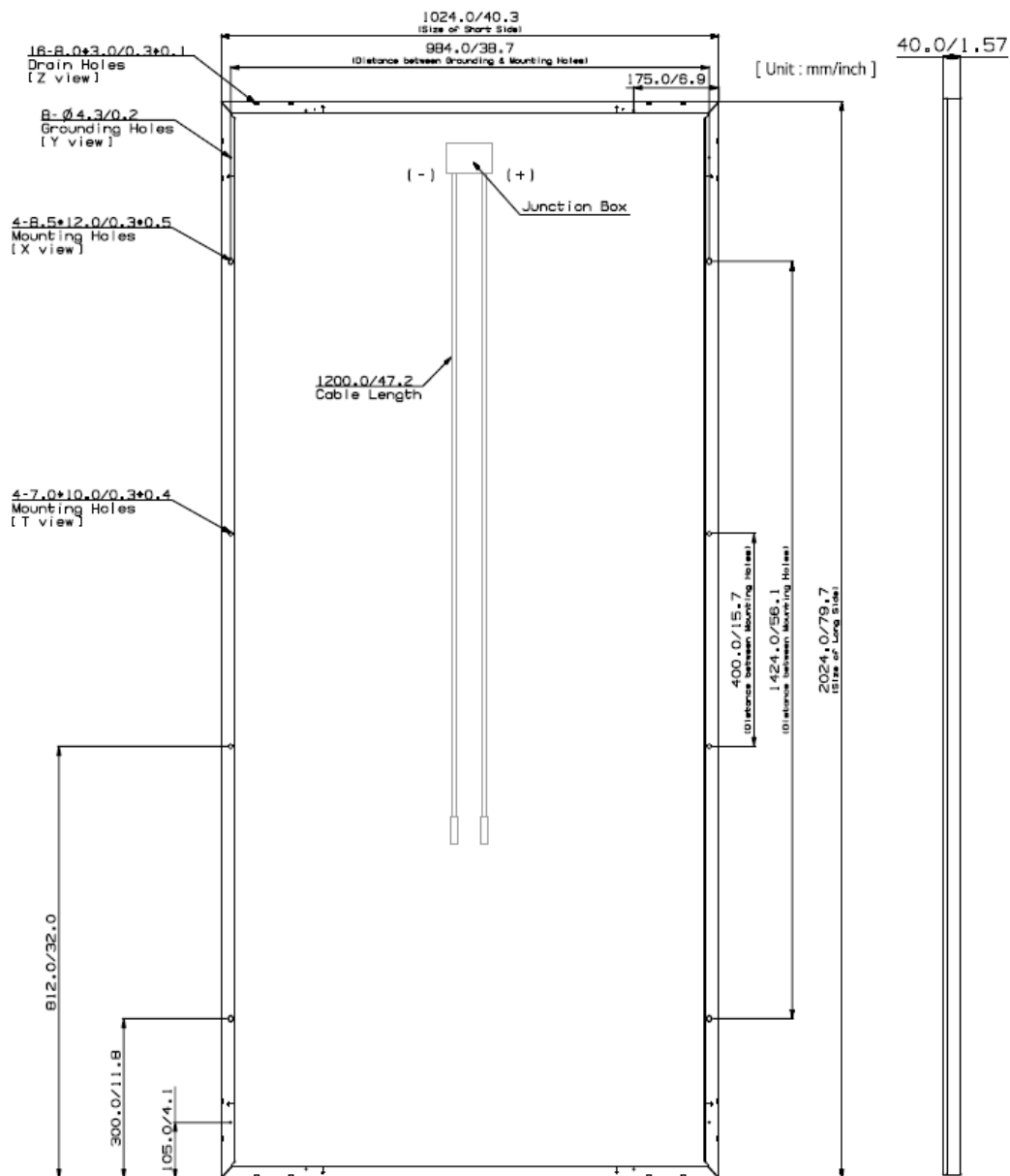


Figura 4.2: Dimensioni modulo fotovoltaico LG400N2W-V5. [14]

Ulteriori informazioni riguardanti il modulo fotovoltaico sono riportate nelle tabelle seguenti.

Tabella 4.1: Caratteristiche generali del modulo fotovoltaico LG400N2W-V5.

CARATTERISTICHE GENERALI	
Tipo di cella	Silicio monocristallino (tipo N)
Peso	28,3 kg \pm 3%
Dimensioni	2024mm x 1024mm x 40mm
Numero di celle	72 (6x12)
Numero di diodi di by-pass	3
Tipo di vetro	Vetro temprato con rivestimento AR
Materiale struttura	Alluminio anodizzato

Tabella 4.2: certificazioni e garanzia del modulo fotovoltaico LG400N2W-V5.

CERTIFICAZIONI E GARANZIA	
Certificazioni	IEC 61215-1/-1-1/2:2016, IEC 61730- 1/2:2016, UL 1703 ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001 OHSAS 18001, PV CYCLE
Test corrosione salina	IEC 61701 : 2012 Severity 6
Test corione ammoniacca	IEC 62716 : 2013
Prestazioni del modulo al fuoco	tipo 1 (UL 1703) Classe C (UL 790, ULC/ORD C 1703)
Garanzia	25 anni
Garanzia delle prestazioni nel tempo	Garanzia di linearità Primo anno: 98%. Dopo il primo anno: 0,35% degradazione annuale. 89,6% per 25 anni.

Tabella 4.3: parametri elettrici alle standard test condition (STC) del modulo fotovoltaico LG400N2W-V5.

Parametri elettrici alle STC	
STC	Irraggiamento 1000 W/m ² , temperatura di cella 25°C, AM1,5G
Potenza massima [W]	400
Tensione a circuito aperto [V]	49,3
Tensione al punto di massima potenza [V]	40,6
Corrente di corto circuito [A]	10,47
Corrente al punto di massima potenza [A]	9,86
Efficienza del modulo [%]	19,3
Coefficiente di temperatura per la corrente [%/°C]	0,02
Coefficiente di temperatura per la tensione [%/°C]	- 0,26
Coefficiente di temperatura per la potenza [%/°C]	- 0,36

Tabella 4.4: parametri elettrici alla temperatura nominale di funzionamento del modulo fotovoltaico LG400N2W-V5.

Parametri elettrici alle NMOT	
NMOT (Nominal Module Operating Temperature) (precedentemente NOCT)	42 °C valutata con irraggiamento di 800 W/m ² , temperature ambiente 20 °C, velocità del vento 1 m/s, AM 1,5
Potenza massima [W]	300
Tensione a circuito aperto [V]	46,5
Tensione al punto di massima potenza [V]	38
Corrente di corto circuito [A]	8,4
Corrente al punto di massima potenza [A]	7,88

In *Figura 4.3* e *Figura 4.4* sono riportate le curve caratteristiche tensione-corrente e tensione-potenza, del modulo al variare dell'irraggiamento e a temperatura costante pari a 25 °C.

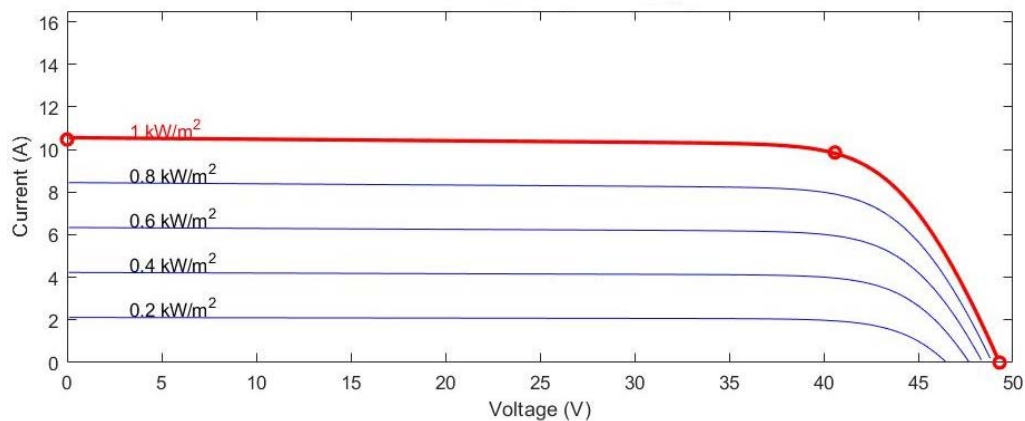


Figura 4.3: Caratteristica tensione-corrente, al variare dell'irraggiamento e a T costante pari a 25°.

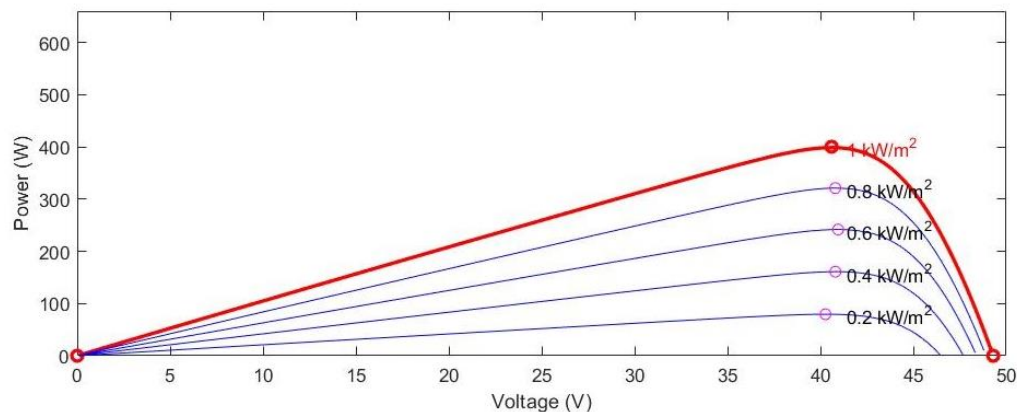


Figura 4.4: Caratteristica tensione-potenza, al variare dell'irraggiamento e a T costante e pari a 25°.

Le caratteristiche tensione-corrente e tensione-potenza, a irraggiamento costante pari a 1000 W/m² al variare della temperatura di cella, sono riportate in *Figura 4.5* e in *Figura 4.6*.

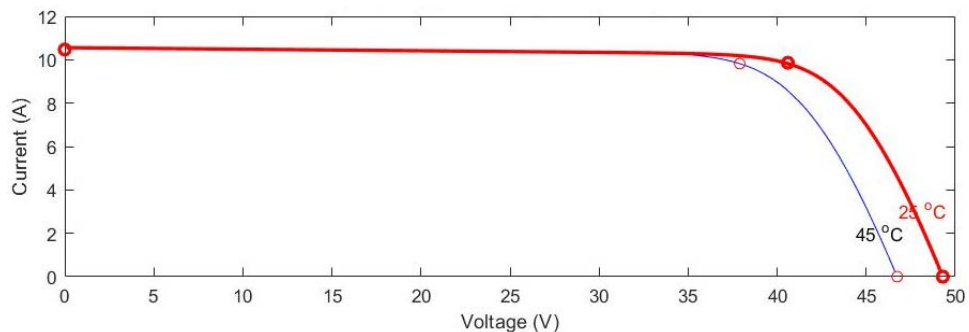


Figura 4.5: Caratteristica tensione-corrente al variare della temperatura di cella e a irraggiamento costante e pari a 1000 W/m².

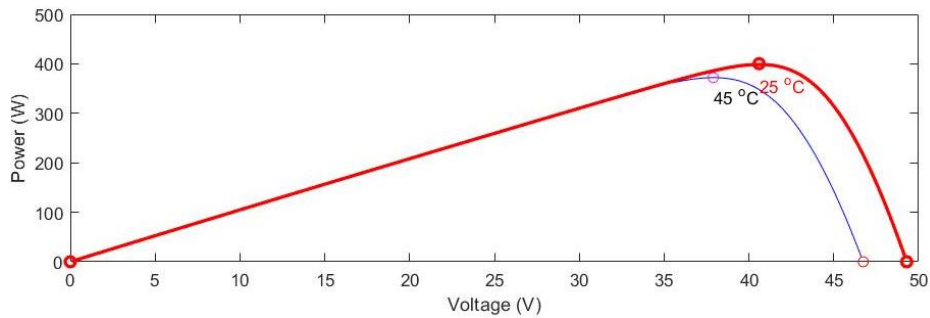


Figura 4.6: Caratteristica tensione-potenza al variare della temperatura e a irraggiamento costante e pari a 1000 W/m²

Essendo un modulo di ultima generazione la potenza nominale è elevata, inoltre i coefficienti di derating termico consentono ottime prestazioni, da notare anche che i produttori garantiscono, dopo 25 anni, un funzionamento al 89,6 % delle prestazioni iniziali [14]. Tutto ciò motiva la scelta di utilizzare questo modulo nello studio. Le dimensioni fisiche del modulo, inoltre sono particolarmente favorevoli alle condizioni di installazione.

Definita la tipologia e le caratteristiche del modulo è opportuno elaborare il calcolo della potenza nominale delle varie tavole; considerando che la potenza nominale del modulo è pari a 0,4 kW, i risultati relativi alla potenza installata per le varie Tavole sono riportati in *Tabella 4.5*.

Tabella 4.5: Potenza nominale delle varie tavole.

Tavola	Numero di blocchi	Numero di moduli	Potenza nominale [kWp]
A	6	180	72
B	7	210	84
C1	7	210	84
C2	7	210	84
D	6	180	72
E	1	30	12
F	3	90	36
Totale	37	1110	444

4.2 Stringa

Le stringhe, utilizzate nelle varie configurazioni, sono composte da 15 moduli o da 18 moduli e collegate singolarmente o in un parallelo da due stringhe, ai vari MPPT messi a disposizione dagli inverter. Per la verifica di accoppiamento stringa-inverter è innanzitutto necessario calcolare i parametri di stringa o della coppia di stringhe, che interessano gli MPPT dell'inverter.

Per il calcolo delle tensioni massime e minime si è assunto un range di temperatura che va dai -10° a 85°. Per un'applicazione free-standing solitamente si adotta il range di -10° 70° tuttavia, nell'ipotesi di rivestire la parete posteriore del modulo per assicurare protezione e impermeabilità, si è ritenuto opportuno aumentare la temperatura massima.

Per prima cosa si sono calcolate le tensioni massime al punto di massima potenza e in condizioni di circuito aperto, e quella minima al punto di massima potenza. La dipendenza della tensione con la temperatura è espressa dall'*Equazione 4.1* [2] [3].

$$V = V_{stc} * (1 - \beta(25 - T_{modulo})) \quad (4.1)$$

La corrente di corto circuito massima è stata assunta pari al 25 % in più della corrente di corto circuito in condizioni STC, in ottica cautelativa [1].

Nella *Tabella 4.6* sono riportati i valori dei parametri per le stringhe da 15 e 18 moduli.

Tabella 4.6: parametri elettrici per l'accoppiamento stringa inverter per stringhe da 15 e 18 moduli.

	Stringa singola 15 moduli	Stringa singola da 18 moduli
Voc massima	806,8 V	968,15 V
Isc massima	13,08 A	13,08 A
Vmp	609 V	730,8 V
Imp	9,86 A	9,86 A
Vmp massima	664,42 V	797,3 V
Vmp minima	512 V	616,8 V

4.3 Inverter

Gli inverter utilizzati sono prodotti da ABB, di taglia pari a 12,5 kW, 20 kW, 27 kW. La scelta di utilizzare questi inverter è motivata dal fatto che, le taglie di inverter proposte, comportano un minimo sovradimensionamento rispetto alla potenza fotovoltaica installata. Si è optato per l'utilizzo di più inverter per ridurre l'incidenza degli ombreggiamenti (grazie ai vari MPPT messi a disposizione), ma soprattutto per evitare possibili fuori-servizio completi delle varie tavole, a causa di eventuali guasti all'inverter, situazione che si sarebbe potuta verificare nel caso in cui fosse scelta una conversione mono-inverter.

Di seguito vengono riportate le schede tecniche con i parametri più importanti degli inverter utilizzati.

Tabella 4.7: scheda tecnica inverter TRIO-20/27.6-TL_OUTD.

Inverter di stringa TRIO-20/27.6-TL_OUTD		
P nominale lato DC	20 750 W	28 600 W
V mpp massima	800 V	800 V
V mpp minima	440 V	500 V
V massima lato DC	1000 V	
I massima lato DC	25 A	32
Isc massima per ogni MPPT	30 A	40 A
P nominale lato AC	20 000 W	27 600 W
V nominale lato AC	400 V	
Frequenza nominale	50 Hz	
η massimo	98,2 %	
η europeo	98,0 %	
Numero di MPPT indipendenti	2	

Tabella 4.8: scheda tecnica inverter PVI-10/12.5-TL_OUTD.

Inverter di stringa PVI-10/12.5-TL-OUTD	
P nominale lato DC	12 800 W
V mpp massima	750 V
V mpp minima	360 V
V massima lato DC	900 V
I massima lato DC per ogni MPPT	18 A
Isc massima per ogni MPPT	22 A
P nominale lato AC	12 500 W
V nominale lato AC	400 V
frequenza	50 Hz
η massimo	97,8 %
η europeo	97,2 %
Numero di MPPT indipendenti	2

La topologia dell'unità di conversione DC/AC è di ponte trifase, senza trasformatore. Questi inverter hanno curve di efficienza piatte, il che significa un elevato rendimento e prestazioni stabili e costanti nell'intervallo di tensione in ingresso, e di potenza in uscita, inoltre l'ampio intervallo di tensione in ingresso consente l'utilizzo di stringhe anche di dimensioni ridotte. Gli algoritmi MPPT garantiscono un inseguimento in tempo reale e un'ottimizzazione dell'energia "raccolta" in ogni momento [15].

Nelle varie configurazioni, le interconnessioni stringa-inverter sono state eseguite sulla base delle quattro seguenti verifiche:

- La massima tensione a vuoto ai capi della stringa deve essere inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter.
- La tensione minima al punto di massima potenza della stringa deve essere maggiore della minima tensione dell'MPPT dell'inverter.
- La tensione massima al punto di massima potenza della stringa deve essere inferiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter.
- La corrente di corto circuito massima complessiva delle stringhe collegate in parallelo deve essere inferiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter.

[1][2][3][8]

4.4 Configurazioni Studiate

Le stringhe sono state definite solo per numero e posizione dei moduli connessi in serie, non si è studiato l'effettivo collegamento serie per la riduzione dell'area di loop.

4.4.1 Caso 1A

Questa configurazione prevede, prevalentemente, l'utilizzo di stringhe da 18 moduli, collegati in serie sulla stessa riga. Questo tipo di assetto è adatto alle situazioni in cui, la presenza di un ostacolo determina un'ombra che occupa prima tutti i moduli di una stessa riga e successivamente quelli della riga superiore (ipotizzando di essere nella fase calante del sole).

Le Tavole A e D sono composte da 6 blocchi da 30 moduli ciascuno per un totale di 180 moduli, disposti in 5 righe e 36 colonne; considerando che la potenza di picco di un modulo è pari a 0,4 kW, la potenza installata è pari a 72 kWp. Per ognuna di queste tavole si sono previsti due inverter TRIO da 27 kW e un inverter TRIO da 20 kW, per una potenza totale di inverter pari a 74 kW. Ogni riga della tavola sarà composta da due stringhe da 18 moduli e, avendo 5 righe, il numero di stringhe totali è di 10. Considerando che gli MPPT disponibili sono sei (due MPPT per ogni inverter), sarà necessario collegare delle stringhe in parallelo: per le prime quattro righe (a partire da quella alla quota minore) si avranno quattro paralleli, ognuno formato dalle due stringhe nella stessa riga, che afferiscono ai quattro MPPT dei due inverter da 27 kW; le due stringhe che formano l'ultima riga (quella a quota maggiore) sono collegate singolarmente ai due MPPT dell'inverter da 20 kW.

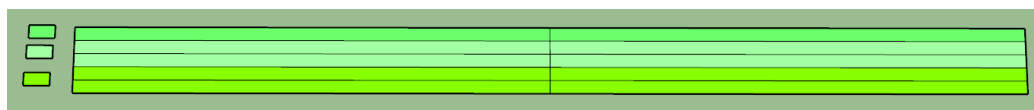


Figura 4.7: Stringhe per le tavole da 6 blocchi nel caso 1A.

La Tavola E è composta da 1 blocco da 30 moduli, il che equivale a una potenza installata pari a 12 kWp. L'inverter previsto per questo caso è il PVI da 12,5 kW. Per questa Tavola, la configurazione di stringa da 18 moduli non era conciliabile il numero di moduli e, al fine di avere stringhe di egual lunghezza, si è optato per due stringhe da 15 moduli l'una. Ciascuna di esse sarà formata da due righe da sei moduli più tre moduli della riga centrale, quindi seguendo il criterio del collegamento serie orizzontale nella costruzione di una stringa. Siccome l'inverter possiede due MPPT indipendenti, ogni stringa afferrerà a un MPPT.

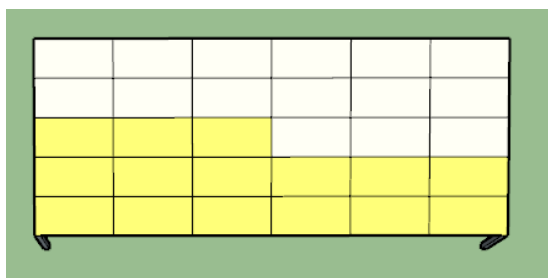


Figura 4.8: Stringhe per la tavola da 1 blocco nel caso 1A.

Le Tavole B, C1 e C2 sono composte da 7 blocchi da 30 moduli ciascuno per un totale di 210 moduli, il che equivale ad una potenza installata pari a 84 kWp. Si sono previsti tre inverter TRIO da 20 kW e un inverter TRIO da 27 kW, per una potenza totale di inverter pari a 87 kW e 8 ingressi MPPT indipendenti. Per i primi sei blocchi vi saranno due stringhe da 18 moduli per riga, mentre per l'ultimo blocco due stringhe da 15 moduli. I collegamenti stringa-inverter sono analoghi al caso della tavola da sei blocchi mentre ai due MPPT rimanenti, afferiscono le stringhe da 15 moduli dell'ultimo blocco.



Figura 4.9: Stringhe per le tavole da 7 blocchi nel caso 1A.

La Tavola F è composta da 3 blocchi da 30 moduli, il che equivale a una potenza installata pari a 36 kWp. Si è deciso di installare due inverter TRIO da 20 kW per un totale di 40 kW e 4 MPPT indipendenti. Avendo 5 stringhe da 18 moduli si è pensato di collegare la prima, la seconda e la quinta stringa ognuna a un MPPT, mentre la terza e la quarta stringa collegate in parallelo all'ultimo MPPT.

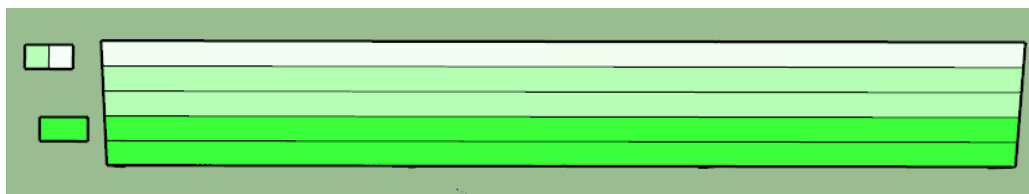


Figura 4.10: Stringhe per la tavola da 3 blocchi nel caso 1A.

4.4.2 Caso 1B

Questo caso è una variante dal precedente poiché differisce solo nella definizione dei moduli che compongono le stringhe da 15 moduli nel caso delle tavole da 7 blocchi, cioè per le Tavole B, C1 e C2. Infatti esse sono costituite da 15 moduli collegati in serie verticale, ogni stringa sarà quindi formata da tre colonne da 5 moduli come nella *Figura 4.11*. Gli inverter installati e i collegamenti stringa-inverter rimangono invariati rispetto al caso precedente.



Figura 4.11: Stringhe per le tavole da 7 blocchi nel caso 1B.

4.4.3 Caso 2A

In questa configurazione tutte le stringhe sono formate da 15 moduli collegati in serie verticale, ciò significa che ogni stringa sarà composta da tre colonne da cinque moduli ciascuna, quindi ogni blocco sarà formato da due stringhe. Questo tipo di collegamento è adatto a ostacoli alti, la cui ombra è “lunga e stretta”.

Per la Tavola E, formata da un solo blocco, si è optato per un inverter PVI da 12,5 kW. Avendo due stringhe e due MPPT, ogni stringa è collegata a un MPPT.

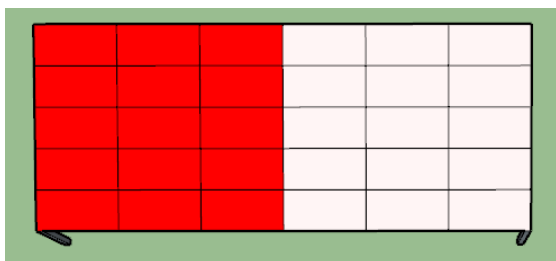


Figura 4.12: Stringhe per la tavola da un blocco nel caso 2A.

Le Tavole A e D, da sei blocchi, avranno 12 stringhe da 15 moduli, collegate a due inverter TRIO da 27 kW e un inverter TRIO da 20 kW. Dato che il numero di stringhe è pari a 12 e il numero di MPPT è 6, si è deciso di formare 6 coppie di stringhe in parallelo. In riferimento alla *Figura 4.13*, ogni stringa di colore rosso sarà collegata in parallelo alla stringa di colore bianco posizionata a destra.

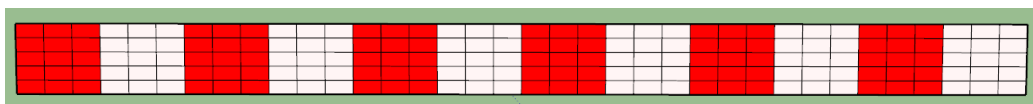


Figura 4.13: Stringhe per le tavole da 6 blocchi nel caso 2A.

Le Tavole B, C1 e C2, formate da 7 blocchi, saranno munite di tre inverter TRIO da 20 kW e un inverter TRIO da 27 kW. In questo caso si hanno 14 stringhe e 8 MPPT, ragion per cui si sono fatti sei collegamenti parallelo tra due stringhe, ognuno collegato a un MPPT, mentre le due stringhe rimanenti (sulla parte destra della Tavola) sono collegate singolarmente a due MPPT.

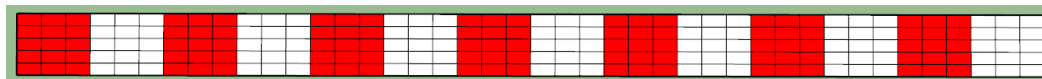


Figura 4.14: Stringhe per le tavole da 7 blocchi nel caso 2A.

La Tavola F, composta da 3 blocchi, sarà formata da 6 stringhe, le quali afferiranno ai sei MPPT messi a disposizione dai tre inverter PVI da 12,5 kW.

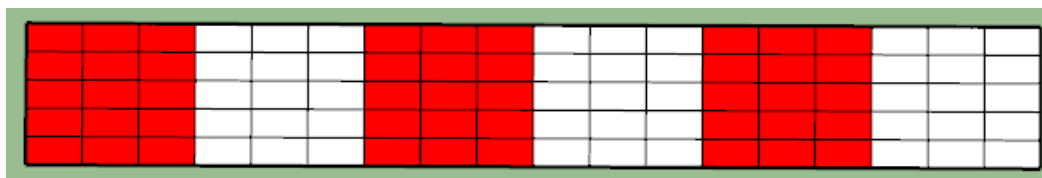


Figura 4.15: Stringhe per la tavola da 3 blocchi nel caso 2A.

4.4.4 Caso 2B

Questa configurazione prevede l'utilizzo di stringhe da 15 moduli, formate da due righe da sei moduli e tre moduli nella riga centrale. Si segue un criterio di serie orizzontale nel collegamento dei moduli di una stessa stringa, ma diversamente dal Caso 1, la soluzione è di tipo modulare poiché il numero di moduli per stringa è compatibile con il numero di moduli in un blocco. Questo tipo di configurazione si adatta bene qualsiasi sia la forma dell'ombra. In un certo senso è un ibrido tra il caso 1 e il caso 2A. La taglia e il numero di inverter per le varie tavole è analoga al caso 2A.

Nelle Tavole A e D, da sei blocchi, si avranno 12 stringhe, disposte in due righe da 6 stringhe. Dato che vi sono 6 MPPT, vi saranno sei coppie di stringhe collegate in parallelo tra loro, in particolare si collegheranno in parallelo due stringhe della stessa riga.

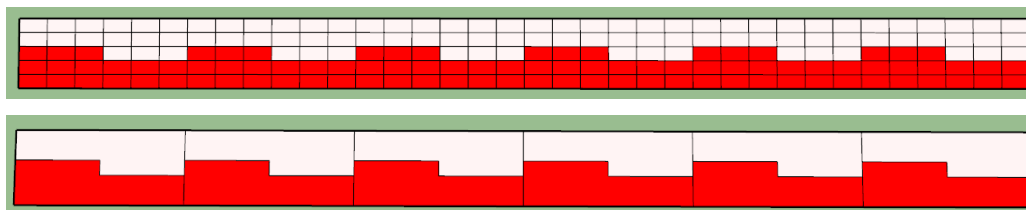


Figura 4.16: Stringhe per le tavole da 6 blocchi nel caso 2B.

La Tavola E (un blocco) è trattata in modo analogo al caso 1A.

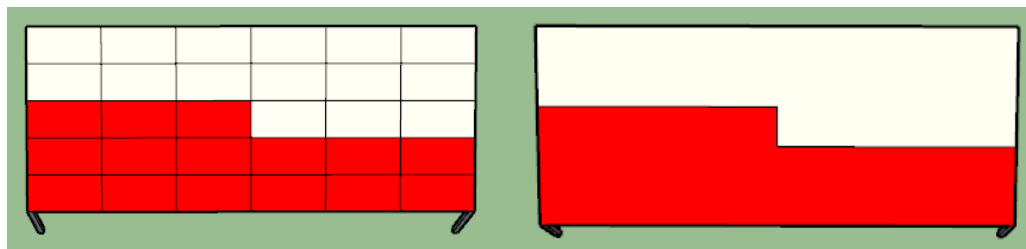


Figura 4.17: Stringhe per la tavola da 1 blocco nel caso 2B.

Nelle Tavole da sette blocchi B, C1 e C2, avendo a disposizione 8 MPPT indipendenti sono stati eseguiti 6 collegamenti in parallelo tra due stringhe, mentre due stringhe sono collegate a due MPPT. In particolare, partendo da sinistra, si sono creati sei collegamenti in parallelo tra due stringhe della stessa riga, mentre l'ultimo blocco (quello più a destra) è formato dalle due stringhe collegate direttamente a due MPPT.

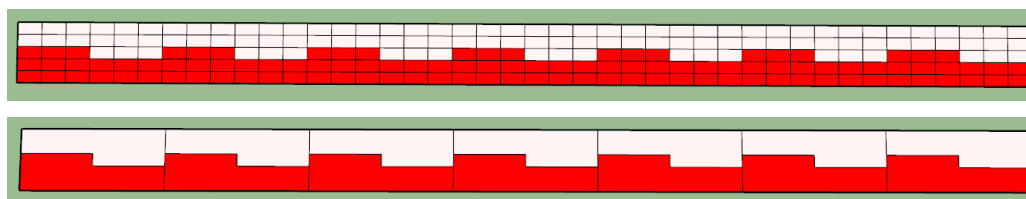


Figura 4.18: Stringhe per le tavole da 7 blocchi nel caso 2B.

Nella Tavola F (tre blocchi) si avranno 6 stringhe, una per ogni MPPT, avendo deciso di installare tre inverter PVI da 12.5 kW da due MPPT ciascuno.

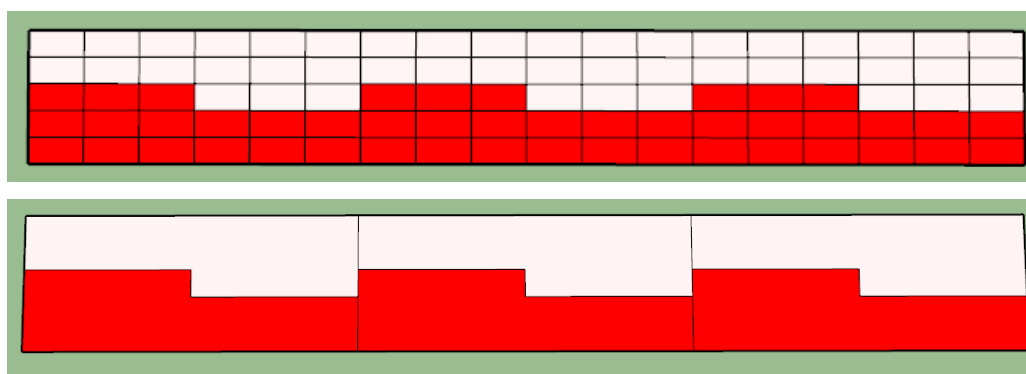


Figura 4.19: Stringhe per la tavola da 3 blocchi nel caso 2B.

5 PRODUCIBILITA' DELLE CONFIGURAZIONI

5.1 Assunzioni

Le perdite per riflessione e polluzione sulla superficie fotovoltaica, nel calcolo di producibilità, sono state considerate pari a 3,2% ($\eta_{rif}=0,968$).

Le perdite di sistema (a valle della conversione fotovoltaica, comprensive delle perdite di inverter, cavi, ecc) sono state considerate pari al 12%. ($\eta_{bos}=0,88$).

I vari parametri, come l'ombreggiamento, la temperatura ambiente, l'irraggiamento e la stessa potenza, calcolati su base quart'oraria, sono stati considerati costanti per i successivi 15 minuti.

Non sono stati considerati i tempi di fuori esercizio dovuti a guasti e/o manutenzione; l'impianto è quindi ritenuto in esercizio per tutti i giorni dell'anno e per tutte le ore utili delle giornate.

5.2 Metodo

In ambiente Simulink si sono creati dei modelli per simulare il comportamento, al variare delle condizioni di irraggiamento e temperatura di cella, di una stringa da 18 moduli, una stringa da 15 moduli, due stringhe da 18 moduli in parallelo e due stringhe da 15 moduli in parallelo. Questi modelli necessitano, come input, la radiazione su ogni modulo e la temperatura del modulo, per fornire, come output, la caratteristica tensione-corrente e il punto di massima potenza in termini di tensione, corrente e potenza.

Sono stati utilizzati quattro modelli Simulink per il calcolo della caratteristica tensione-corrente nella situazione con ombreggiamenti e altri quattro modelli per il medesimo calcolo nella situazione senza ombreggiamenti. In entrambi i casi i modelli costruiti sono:

- Due per il calcolo della caratteristica di una stringa collegata a un MPPT, uno per la stringa da 15 moduli e uno per la stringa da 18 moduli.
- Due per il calcolo della caratteristica nel caso in cui si colleghino a un MPPT due stringhe in parallelo, un modello in cui le stringhe sono composte da 15 moduli e un altro per il caso da 18 moduli.

Si è creato uno script Matlab che richiamasse i vari modelli in base alla tavola considerata e per ogni istante si è fornito l'input di irraggiamento e temperatura di cella per ogni modulo. Questo programma restituisce la caratteristica di ogni MPPT e i parametri di MPP, per ogni istante, per ogni giorno. Data lo sforzo richiesto a livello computazionale si è utilizzato il tool Matlab "Parallel computing toolbox".

I vari modelli sono costituiti dai medesimi blocchi e differiscono tra loro nel numero e nel collegamento dei blocchi rappresentativi dei moduli fotovoltaici. Nello specifico sono stati utilizzati i seguenti blocchi:

- Costant: due per ogni blocco PV Array, necessari per fornire l'input di irraggiamento e temperatura di cella, ai blocchi PV array.
- PV Array: il quale consente di modellare il modulo fotovoltaico, o l'intera stringa, o il parallelo di più stringhe, in base al set di parametri immessi. Esso implementa il modulo con un generatore di corrente, un diodo, una resistenza serie e una parallelo, secondo lo schema circuitale mostrato in *Figura 5.2*.

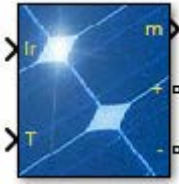


Figura 5.1: Blocco PV Array.

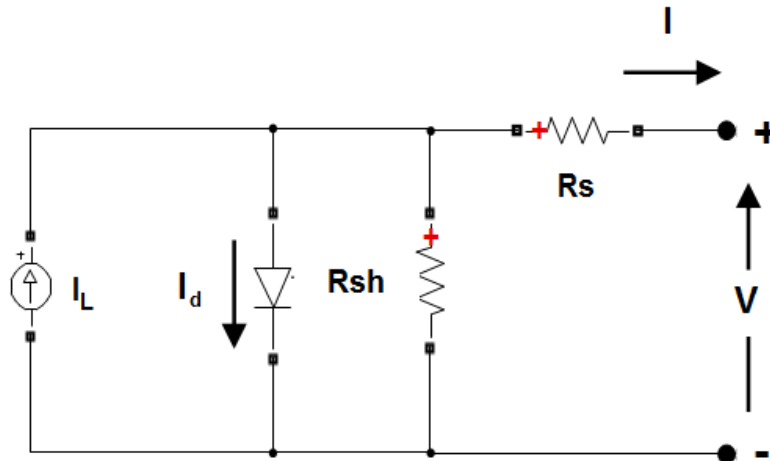


Figura 5.2: Schema circuitale cella fotovoltaica implementato dal blocco PV Array.

Il diodo descrive i fenomeni di diffusione e ricombinazione nel materiale, la resistenza serie rappresenta la resistenza interna di cella e contatti, mentre la resistenza parallelo o di shunt tiene conto delle perdite dovute alle correnti di fuga nell'interfaccia p-n. [1] [3] [8]

È innanzitutto necessario settare il blocco, con i parametri relativi al modulo preso in considerazione, inserendo i valori di tensione a circuito aperto, corrente di cortocircuito, tensione e corrente al punto di massima potenza, numero di celle e fattori di variazione della tensione e della corrente con la temperatura, tutti ricavabili dal datasheet del modulo fornito dal costruttore. I valori delle resistenze serie e parallelo, la corrente di saturazione del diodo e la corrente generata dall'irraggiamento sono determinati da funzioni interne del blocco in accordo con i dati inseriti. È necessario inoltre definire una costante di tempo necessaria a interrompere il loop algebrico nel blocco interno relativo al diodo.

PV array (mask) (link)	
Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.	
Input 1 = Sun irradiance, in W/m ² , and input 2 = Cell temperature, in deg.C.	
Parameters Advanced	
Array data	
Parallel strings 1	Display I-V and P-V characteristics of ...
Series-connected modules per string 1	array @ 25 deg.C & specified irradiances
Module data	Irradiances (W/m ²) [1000 500 100]
Module: User-defined	Plot
Maximum Power (W) 400.316	Model parameters
Cells per module (Ncell) 72	Light-generated current I _L (A) 10.581
Open circuit voltage Voc (V) 49.3	Diode saturation current I ₀ (A) 5.7557e-12
Short-circuit current I _{sc} (A) 10.47	Diode ideality factor 0.94488
Voltage at maximum power point V _{mp} (V) 40.6	Shunt resistance R _{sh} (ohms) 139.3578
Current at maximum power point I _{mp} (A) 9.86	Series resistance R _s (ohms) 0.32815
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C) -0.26	
Temperature coefficient of I _{sc} (%/deg.C) 0.02	

Figura 5.3: Scheda dei parametri del blocco PV Array.

Questo blocco richiede in input l'irraggiamento espresso in W/m^2 e la temperatura di cella in $^{\circ}C$ e fornisce in uscita i valori di tensione, corrente, corrente di diodo, irraggiamento e temperatura di cella. L'output del modulo non è stato collegato ad alcun blocco di "salvataggio dati" poiché non è d'interesse conoscere la caratteristica del singolo modulo.

Data l'impossibilità di impostare un ombreggiamento parziale, nei modelli relativi alla situazione con ombreggiamenti, vi sarà un blocco PV Array per ogni modulo, mentre per quelli relativi alla situazione senza ombreggiamenti, il blocco potrà rappresentare la stringa o il parallelo di due stringhe in base al settaggio dei due parametri corrispondenti.

- Diodo: collegato in parallelo a ogni blocco PV array, indica il diodo i bypass del modulo.

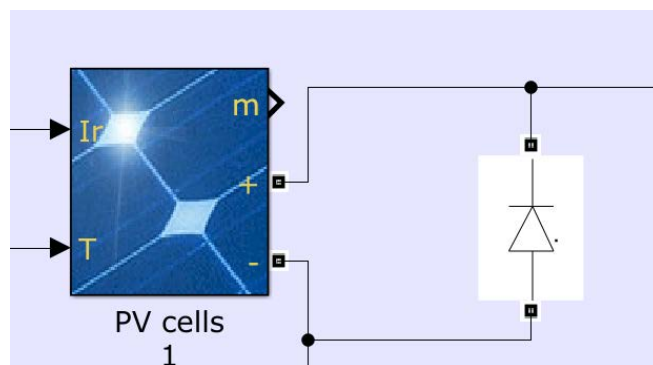


Figura 5.4: collegamento modulo-diodo

- Misuratori di corrente e tensione: necessari per la misura di tensione e corrente della stringa o del parallelo di due stringhe.

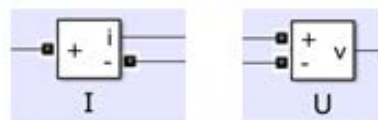


Figura 5.5: misuratori di corrente e tensione.

- DC voltage source: si utilizza un blocco rampa per definire il generatore di tensione come una caduta di tensione dovuta a un carico, in cui il parametro Slope_Vdc è pari alla tensione a circuito aperto per il numero di moduli collegati in serie.

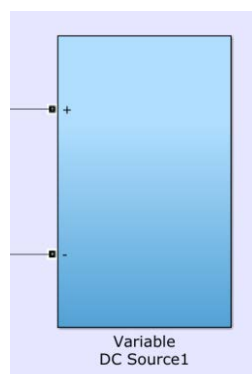


Figura 5.6: gruppo Voltage Source.

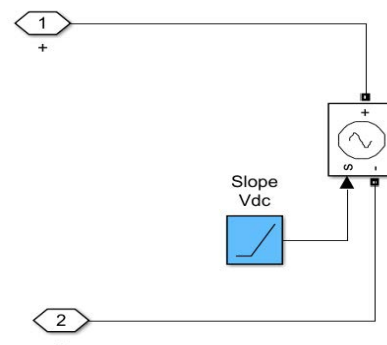


Figura 5.7: contenuto gruppo Voltage Source. gruppo

- Powergui: blocco necessario per simulare un qualsiasi modello in cui è presente la famiglia di blocchi Specialized Power Systems, di cui fa parte il blocco PV Array.

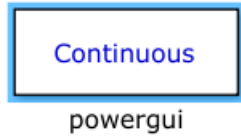


Figura 5.8: blocco Powergui.

Il Solver utilizzato è “ode23tb”, scelto autonomamente da Simulink.

Di seguito vengono presentate due immagini dei modelli Simulink, il primo a una stringa da 15 moduli nella situazione con ombreggiamento in *Figura 5.9*, mentre il secondo relativo a una stringa da 15 moduli singola e due stringhe da 15 moduli collegate in parallelo nel caso senza ombreggiamenti, in *Figura 5.10*.

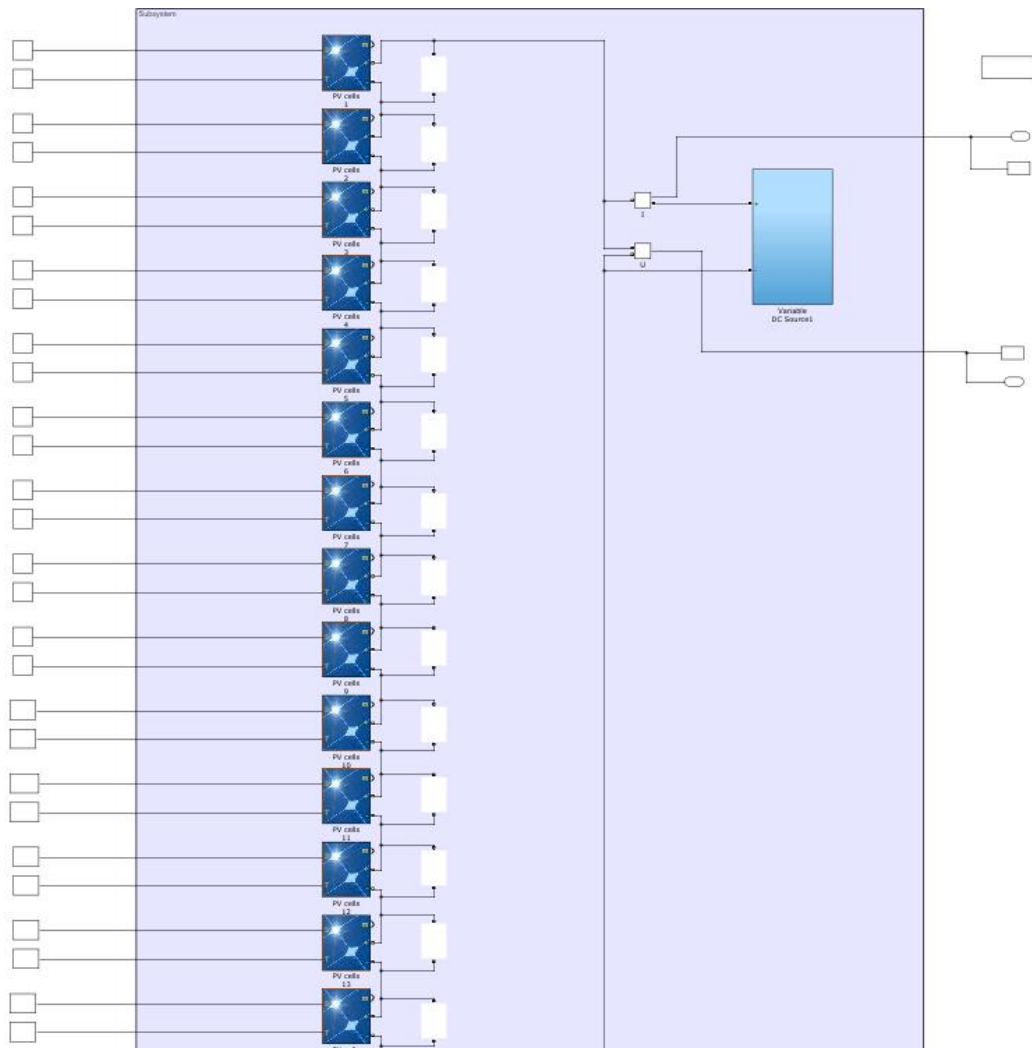


Figura 5.9: modello per una stringa da 15 moduli con ombreggiamento.

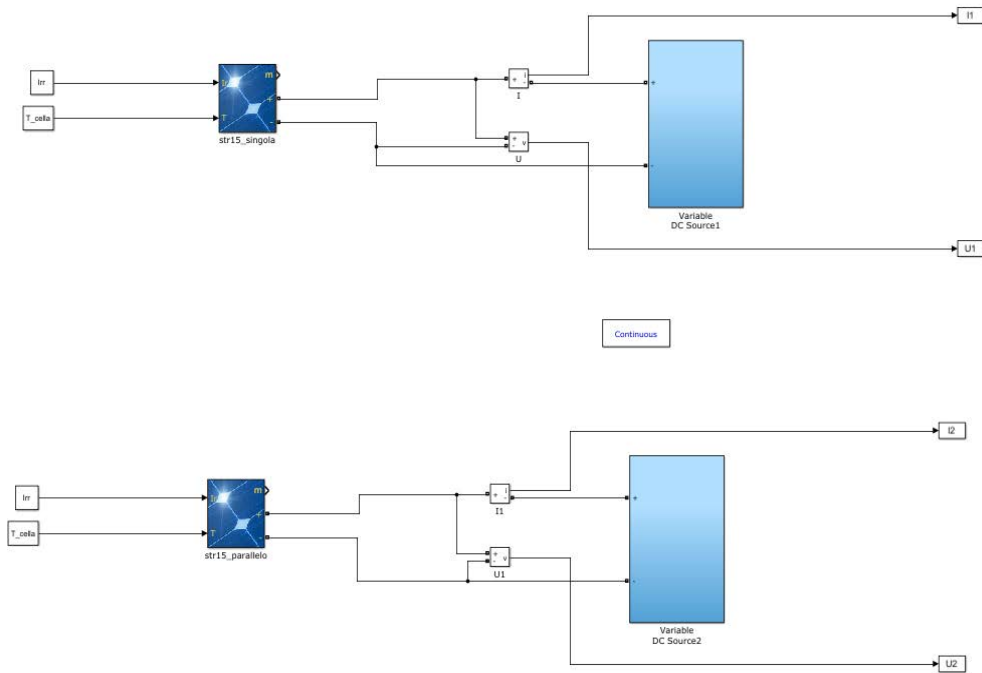


Figura 5.10: modello utilizzato nel caso senza ombreggiamenti per una stringa da 15 moduli (in alto) e per due stringhe da 15 moduli in parallelo (in basso). I due differiscono solo nel settaggio del numero di stringhe all'interno del blocco PV Array.

Si consulti l'Appendice E per i rimanenti modelli Simulink utilizzati per lo studio delle stringhe da 15 moduli in parallelo e quelli relativi alle stringhe da 18 moduli in serie e in parallelo.

Una volta ottenuti i valori di potenza della tavola per ogni istante del giorno e per ogni giorno, essi sono stati corretti attraverso i due rendimenti che tengono conto delle perdite per riflessione e delle perdite a valle della conversione fotovoltaica. Per il passaggio da valori di potenza in kW a valori di energia kWh, è bastato moltiplicare per il fattore di conversione 0,25, poiché lo studio è stato fatto su base quart'oraria. A questo punto basterà sommare i valori di energia relativi ai vari istanti i considerati, moltiplicarli per il rendimento di riflessione η_{rif} e per il rendimento che tiene conto di tutte le perdite a valle della conversione fotovoltaica η_{bos} , per determinare la producibilità giornaliera Eg della tavola, come nell'Equazione 5.1. Essa verrà poi moltiplicata per il corrispettivo numero di giorni N_i relativi al mese del giorno caratteristico preso in considerazione, ottenendo così la producibilità media mensile Em_i , secondo l'Equazione 5.2. La producibilità annua Ea è quindi data dalla somma delle producibilità mensili [9].

$$Eg = \eta_{rif} * \eta_{bos} \sum_1^i (P_{mp_i} * 0.25) \quad (5.1)$$

$$Em_i = Eg_i * N_i \quad (5.2)$$

$$Ea = \sum_1^{12} Em_i \quad (5.3)$$

Le producibilità specifiche saranno ottenute come rapporto tra la producibilità e la potenza installata, presi coerentemente in funzione al tipo di producibilità specifica che si vuol ottenere.

Il delta di produzione percentuale, tra il caso senza ombreggiamenti e le configurazioni prese in considerazione, affette dagli ombreggiamenti, è calcolato secondo l'Equazione 5.4, in cui si utilizzeranno i valori mensili o annuali in base alla volontà di calcolare il delta di produzione su base mensile o annuale. Nell'Equazione 5.4, E_{SO} rappresenta l'energia calcolata senza ombreggiamento, mentre E_{CO} quella calcolata considerando l'ombreggiamento.

$$\Delta = \frac{E_{SO} - E_{CO}}{E_{SO}} * 100 \quad (5.4)$$

A seguire vengono presentati i risultati relativi alla producibilità delle tavole nelle diverse configurazioni, oltre che la producibilità della stessa tavola nelle condizioni in cui la superficie fotovoltaica non venga mai ombreggiata. Dopo aver presentato i risultati per ogni tavola verrà fatto un confronto tra le varie tavole nella stessa configurazione sulla base della producibilità specifica. Nei capitoli successivi, il delta di produzione verrà utilizzato come metro di paragone nel confronto tra le varie configurazioni, per stabilire quale configurazione permette alla tavola la massima producibilità.

5.3 Risultati caso 1A

Tavola A

Tabella 5.1: Producibilità mensile Tavola A caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE %
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	
Gennaio	62,84	1948,19	102,65	3182,42	38,78
Febbraio	156,50	4382,09	189,41	5303,62	17,37
Marzo	238,12	7382,01	261,49	8106,35	8,93
Aprile	301,93	9058,05	311,31	9339,57	3,01
Maggio	351,52	10897,28	367,72	11399,34	4,40
Giugno	364,25	10927,52	384,95	11548,77	5,37
Luglio	381,05	11812,69	403,61	12512,1	5,58
Agosto	339,52	10525,12	353,15	10947,92	3,86
Settembre	266,60	7998,04	282,77	8483,09	5,71
Ottobre	157,84	4893,05	188,05	5829,64	16,06
Novembre	77,34	2320,41	116,35	3490,75	33,52
Dicembre	52,44	1625,64	96,92	3004,82	45,89
Totale		83770		93148	10,06

Considerando che la potenza installata è pari a 72 kW, la producibilità annua specifica è di 1163,47 kWh/kWp.

Tavola B

Tabella 5.2: Producibilità mensile Tavola B caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	90,09	2792,83	119,76	3712,83	24,77
Febbraio	204,26	5719,45	220,98	6187,56	7,56
Marzo	290,59	9008,32	305,07	9457,41	4,74
Aprile	352,30	10569,08	363,20	10896,17	3,00
Maggio	411,32	12751,01	429,00	13299,23	4,12
Giugno	426,19	12785,92	449,11	13473,57	5,10
Luglio	447,29	13866,19	470,88	14597,45	5,00
Agosto	396,10	12279,12	412,01	12772,58	3,86
Settembre	316,78	9503,68	329,89	9896,94	3,97
Ottobre	203,80	6318,09	219,39	6801,25	7,10
Novembre	110,17	3305,34	135,75	4072,54	18,83
Dicembre	76,51	2372,07	113,08	3505,62	32,33
Totale		101271		108673	6,81

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1205,60 kWh/kWp.

Tavola C1

Tabella 5.3: Producibilità mensile Tavola C1 caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	105,67	3275,88	119,76	3712,83	11,76
Febbraio	212,88	5960,73	220,98	6187,56	3,66
Marzo	298,74	9261,21	305,07	9457,41	2,07
Aprile	358,43	10752,92	363,20	10896,17	1,31
Maggio	424,11	13147,47	429,00	13299,23	1,14
Giugno	443,67	13310,35	449,11	13473,57	1,21
Luglio	464,35	14395,13	470,88	14597,45	1,38
Agosto	406,39	12598,28	412,01	12772,58	1,36
Settembre	324,92	9747,76	329,89	9896,94	1,50
Ottobre	211,18	6546,88	219,39	6801,25	3,74
Novembre	122,63	3679,10	135,75	4072,54	9,66
Dicembre	95,39	2957,38	113,08	3505,62	15,63
Totale		105633		108673	2,79

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1257,54 kWh/kWp.

Tavola C2

Tabella 5.4: Producibilità mensile Tavola C2 caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	113,11	3506,69	119,76	3712,83	5,55
Febbraio	218,40	6115,42	220,98	6187,56	1,16
Marzo	301,43	9344,46	305,07	9457,41	1,19
Aprile	358,76	10762,84	363,20	10896,17	1,22
Maggio	423,47	13127,69	429,00	13299,23	1,28
Giugno	442,22	13266,81	449,11	13473,57	1,53
Luglio	463,55	14370,2	470,88	14597,45	1,55
Agosto	406,94	12615,33	412,01	12772,58	1,23
Settembre	325,75	9772,67	329,89	9896,94	1,25
Ottobre	216,46	6710,26	219,39	6801,25	1,33
Novembre	129,87	3896,21	135,75	4072,54	4,32
Dicembre	104,38	3236,03	113,08	3505,62	7,69
Totale		106724		108673	1,79

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1270,52 kWh/kWp.

Tavola D

Tabella 5.5: Producibilità mensile Tavola D caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	92,70	2874,00	102,65	3182,42	9,69
Febbraio	180,20	5045,87	189,41	5303,62	4,85
Marzo	250,11	7753,57	261,49	8106,35	4,35
Aprile	301,50	9045,13	311,31	9339,57	3,15
Maggio	358,07	11100,4	367,72	11399,34	2,62
Giugno	375,58	11267,41	384,95	11548,77	2,43
Luglio	393,21	12189,74	403,61	12512,1	2,57
Agosto	342,23	10609,35	353,15	10947,92	3,09
Settembre	271,71	8151,36	282,77	8483,09	3,91
Ottobre	179,01	5549,36	188,05	5829,64	4,80
Novembre	106,88	3206,50	116,35	3490,75	8,14
Dicembre	84,43	2617,59	96,92	3004,82	12,88
Totale		89410		93148	4,01

Considerando che la potenza installata è pari a 72 kW, la producibilità annua specifica è di 1241,81 kWh/kWp.

Tavola E

Tabella 5.6: Producibilità mensile Tavola E caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	13,34	413,71	17,10	530,40	22,00
Febbraio	30,65	858,25	31,56	883,93	2,90
Marzo	43,02	1333,68	43,58	1351,05	1,28
Aprile	51,65	1549,54	51,88	1556,59	0,45
Maggio	60,60	1878,61	61,28	1899,89	1,11
Giugno	62,84	1885,34	64,15	1924,79	2,04
Luglio	66,08	2048,53	67,26	2085,35	1,76
Agosto	58,49	1813,31	58,85	1824,65	0,62
Settembre	46,80	1404,11	47,12	1413,85	0,68
Ottobre	30,34	940,79	31,34	971,60	3,17
Novembre	16,24	487,42	19,39	581,79	16,22
Dicembre	10,21	316,79	16,15	500,80	36,74
Totale		14930		15524	3,83

Considerando che la potenza installata è pari a 12 kW, la producibilità annua specifica è di 1244,17 kWh/kWp.

Tavola F

Tabella 5.7: Producibilità mensile Tavola F caso 1A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	34,15	1058,71	51,32	1591,21	33,46
Febbraio	93,43	2616,09	94,70	2651,81	1,34
Marzo	128,27	3976,61	130,74	4053,17	1,88
Aprile	151,22	4536,88	155,65	4669,78	2,84
Maggio	175,55	5442,31	183,86	5699,66	4,51
Giugno	181,06	5431,86	192,47	5774,38	5,93
Luglio	190,12	5893,74	201,80	6256,04	5,79
Agosto	169,89	5266,61	176,57	5473,96	3,78
Settembre	138,03	4141,06	141,38	4241,55	2,36
Ottobre	92,53	2868,57	94,026	2914,82	1,58
Novembre	45,16	1354,94	58,17	1745,37	22,33
Dicembre	27,78	861,24	48,46	1502,41	42,67
Totale		43448		46574	6,71

Considerando che la potenza installata è pari a 36 kW, la producibilità annua specifica è di 1206,88 kWh/kWp.

I risultati nella configurazione 1A, come prevedibile dal modello 3D, denotano un'incidenza degli ombreggiamenti elevata specialmente per le Tavole A, B e F, mentre le Tavole C1 e C2 sono le Tavole meno penalizzate. I risultati, in termini di producibilità specifica annua, sono riassunti nella *Tabella 5.8* e nella *Figura 5.11*.

Tabella 5.8: Risultati delle varie tavole nel caso 1A.

	Potenza nominale	Producibilità specifica annua	Delta di produzione
Tavola	[kWp]	[kWh/kWp]	[%]
A	72	1163,47	10,06
B	84	1205,61	6,81
C1	84	1257,54	2,79
C2	84	1270,52	1,79
D	72	1241,81	4,01
E	12	1244,17	3,83
F	36	1206,88	6,71

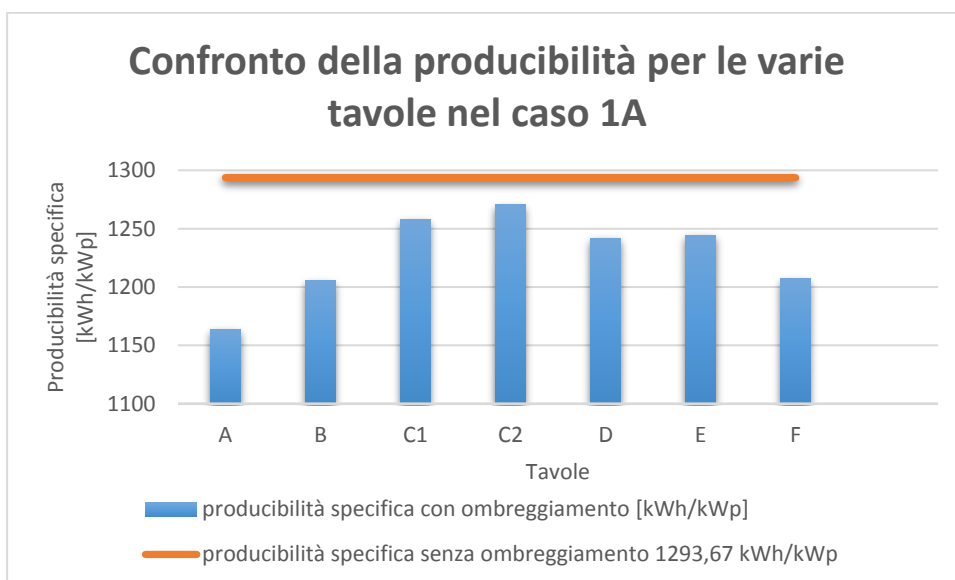


Figura 5.11: Confronto delle producibilità specifiche delle Tavole nel caso 1A. La linea arancione fa riferimento alla producibilità specifica nel caso senza ombreggiamenti ed è pari a 1293,67 kWh/kWp.

A livello qualitativo il grafico in *Figura 5.11* è rappresentativo della producibilità di tutti gli assetti studiati poiché indipendentemente dalle configurazioni di stringa scelte, la morfologia delle superfici ombreggianti non varia. In conclusione, variano i risultati relativi alla producibilità ma le Tavole C1 e C2 saranno sempre quelle meno penalizzate dalle ombre, mentre le Tavole A e B quelle in cui gli effetti delle ombre sono più marcati.

5.4 Risultati caso 1B

Come già detto, questa configurazione differisce dalla precedente solamente per la soluzione adottata nelle tavole aventi sette blocchi, quindi saranno presentati solamente i risultati delle suddette tavole.

Tavola B

Tabella 5.9: Producibilità mensile Tavola B caso 1B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	90,22	2797,12	119,76	3712,83	24,66
Febbraio	204,34	5721,74	220,98	6187,56	7,52
Marzo	290,40	9002,70	305,07	9457,41	4,80
Aprile	352,09	10562,77	363,20	10896,17	3,05
Maggio	410,94	12739,22	429,00	13299,23	4,21
Giugno	425,89	12776,85	449,11	13473,57	5,17
Luglio	446,97	13856,25	470,88	14597,45	5,07
Agosto	395,91	12273,41	412,01	12772,58	3,90
Settembre	316,62	9498,74	329,89	9896,94	4,02
Ottobre	203,90	6320,98	219,39	6801,25	7,06
Novembre	110,01	3300,33	135,75	4072,54	18,96
Dicembre	76,80	2380,97	113,08	3505,62	32,08
Totale		101231		108673	6,84

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1205,13 kWh/kWp.

Tavola C1

Tabella 5.10: Producibilità mensile Tavola C1 caso 1B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	105,75	3278,51	119,76	3712,83	11,69
Febbraio	212,82	5959,19	220,98	6187,56	3,69
Marzo	298,67	9258,97	305,07	9457,41	2,09
Aprile	358,44	10753,26	363,20	10896,17	1,31
Maggio	424,11	13147,49	429,00	13299,23	1,14
Giugno	443,67	13310,35	449,11	13473,57	1,21
Luglio	464,47	14398,79	470,88	14597,45	1,36
Agosto	406,42	12599,11	412,01	12772,58	1,35
Settembre	324,98	9749,57	329,89	9896,94	1,48
Ottobre	211,14	6545,49	219,39	6801,25	3,76
Novembre	122,71	3681,48	135,75	4072,54	9,60
Dicembre	95,47	2959,61	113,08	3505,62	15,57
Totale		105641		108673	2,78

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1257,63 kWh/kWp.

Tavola C2

Tabella 5.11: Producibilità mensile Tavola C2 caso 1B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	113,13	3507,24	119,76	3712,83	5,53
Febbraio	218,41	6115,51	220,98	6187,56	1,16
Marzo	301,43	9344,46	305,07	9457,41	1,19
Aprile	358,77	10763,21	363,20	10896,17	1,22
Maggio	423,47	13127,68	429,00	13299,23	1,28
Giugno	442,20	13266,02	449,11	13473,57	1,54
Luglio	463,47	14367,67	470,88	14597,45	1,57
Agosto	406,95	12615,71	412,01	12772,58	1,22
Settembre	325,76	9773,09	329,89	9896,94	1,25
Ottobre	216,46	6710,27	219,39	6801,25	1,33
Novembre	129,86	3895,88	135,75	4072,54	4,33
Dicembre	104,45	3237,99	113,08	3505,62	7,63
Totale		106724		108673	1,79

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1270,52 kWh/kWp.

Questa configurazione differisce di poco da quella precedente e le possibili considerazioni sono analoghe a caso 1A. I risultati per tutte le tavole, in termini di producibilità specifica, sono riportati di seguito in Tabella 5.12 e Figura 5.12, in cui si nota come le Tavole A, B e F siano le più penalizzate.

Tabella 5.12: Risultati delle varie tavole nel caso 1B.

Tavola	Potenza nominale [kWp]	Producibilità specifica annua [kWh/kWp]	Delta di produzione [%]
A	72	1163,47	10,06
B	84	1205,13	6,84
C1	84	1257,63	2,78
C2	84	1270,52	1,79
D	72	1241,81	4,01
E	12	1244,17	3,83
F	36	1206,88	6,71

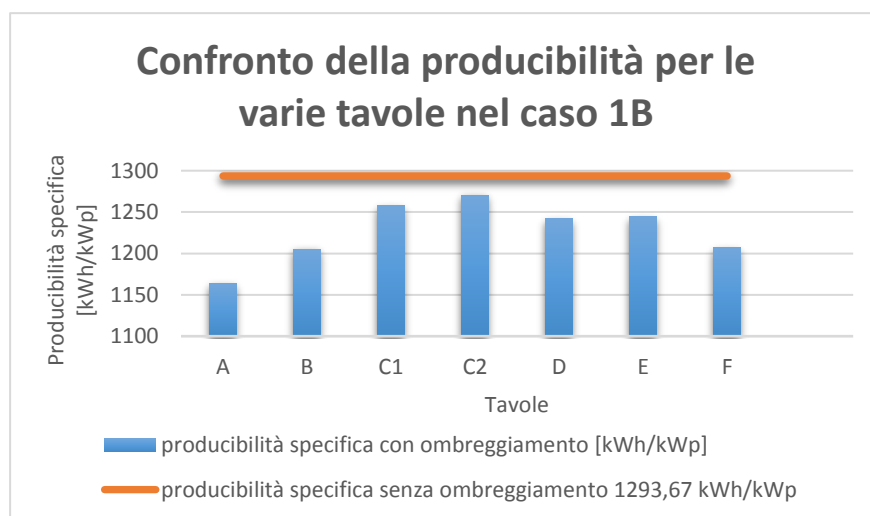


Figura 5.12: Confronto di producibilità specifica nella configurazione 1B. La linea arancione fa riferimento alla producibilità specifica nel caso senza ombreggiamenti ed è pari a 1293,67 kWh/kWp.

5.5 Risultati caso 2A

Tavola A

Tabella 5.13: Producibilità mensile Tavola A caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	74,75	2317,31	102,65	3182,42	27,18
Febbraio	163,89	4588,96	189,41	5303,62	13,47
Marzo	242,41	7514,86	261,49	8106,35	7,29
Aprile	300,77	9023,11	311,31	9339,57	3,38
Maggio	350,80	10875,01	367,72	11399,34	4,59
Giugno	363,78	10913,56	384,95	11548,77	5,50
Luglio	381,30	11820,47	403,61	12512,1	5,52
Agosto	338,82	10503,54	353,15	10947,92	4,05
Settembre	267,77	8033,39	282,77	8483,09	5,30
Ottobre	164,52	5100,27	188,05	5829,64	12,55
Novembre	88,10	2643,01	116,35	3490,75	24,28
Dicembre	63,24	1960,51	96,92	3004,82	34,75
Totale		85294		93148	8,43

Considerando che la potenza installata è pari a 72 kW, la producibilità annua specifica è di 1184,64 kWh/kWp.

Tavola B

Tabella 5.14: Producibilità mensile Tavola B caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	94,25	2921,78	119,76	3712,83	21,30
Febbraio	204,53	5726,97	220,98	6187,56	7,44
Marzo	290,58	9008,12	305,07	9457,41	4,75
Aprile	350,00	10500,13	363,20	10896,17	3,63
Maggio	407,18	12622,6	429,00	13299,23	5,08
Giugno	421,15	12634,57	449,11	13473,57	6,22
Luglio	442,37	13713,48	470,88	14597,45	6,05
Agosto	393,32	12192,96	412,01	12772,58	4,53
Settembre	317,14	9514,26	329,89	9896,94	3,86
Ottobre	203,78	6317,42	219,39	6801,25	7,11
Novembre	112,25	3367,62	135,75	4072,54	17,30
Dicembre	80,89	2507,86	113,08	3505,62	28,46
Totale		101027		108673	7,03

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1202,70 kWh/kWp.

Tavola C1

Tabella 5.15: Producibilità mensile Tavola C1 caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	105,93	3284	119,76	3712,83	11,55
Febbraio	212,96	5963,12	220,98	6187,56	3,62
Marzo	298,61	9257,1	305,07	9457,41	2,11
Aprile	359,16	10774,98	363,20	10896,17	1,11
Maggio	424,96	13173,77	429,00	13299,23	0,94
Giugno	444,35	13330,57	449,11	13473,57	1,06
Luglio	465,67	14435,78	470,88	14597,45	1,10
Agosto	406,93	12614,89	412,01	12772,58	1,23
Settembre	325,46	9763,98	329,89	9896,94	1,34
Ottobre	211,26	6549,22	219,39	6801,25	3,70
Novembre	123,04	3691,40	135,75	4072,54	9,35
Dicembre	95,33	2955,39	113,08	3505,62	15,69
Totale		105794		108673	2,64

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1259,45 kWh/kWp.

Tavola C2

Tabella 5.16: Producibilità mensile Tavola C2 caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	113,65	3523,41	119,76	3712,83	5,10
Febbraio	218,31	6112,69	220,98	6187,56	1,21
Marzo	301,93	9359,90	305,07	9457,414	1,03
Aprile	359,41	10782,31	363,20	10896,17	1,04
Maggio	423,89	13140,77	429,00	13299,23	1,19
Giugno	443,02	13290,78	449,11	13473,57	1,35
Luglio	464,40	14396,59	470,88	14597,45	1,37
Agosto	407,38	12628,94	412,01	12772,58	1,12
Settembre	326,65	9799,50	329,89	9896,94	0,98
Ottobre	216,33	6706,44	219,39	6801,25	1,39
Novembre	130,18	3905,55	135,75	4072,54	4,10
Dicembre	105,12	3258,90	113,08	3505,62	7,03
Totale		106905		108673	1,62

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1272,68 kWh/kWp.

Tavola D

Tabella 5.17: Producibilità mensile Tavola D caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	94,13	2918,11	102,65	3182,42	8,30
Febbraio	181,90	5093,30	189,41	5303,62	3,96
Marzo	253,29	7852,06	261,49	8106,35	3,13
Aprile	305,55	9166,79	311,31	9339,57	1,84
Maggio	361,66	11211,67	367,72	11399,34	1,64
Giugno	378,76	11363,06	384,95	11548,77	1,60
Luglio	396,57	12293,74	403,61	12512,1	1,74
Agosto	346,14	10730,58	353,15	10947,92	1,98
Settembre	275,56	8267,04	282,77	8483,09	2,54
Ottobre	180,60	5598,67	188,05	5829,64	3,96
Novembre	108,87	3266,10	116,35	3490,75	6,43
Dicembre	86,52	2682,17	96,92	3004,82	10,73
Totale		90443		93148	2,90

Considerando che la potenza installata è pari a 72 kW, la producibilità annua specifica è di 1256,15 kWh/kWp.

Tavola E

Tabella 5.18: Producibilità mensile Tavola E caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	13,41	415,87	17,10	530,40	21,59
Febbraio	30,58	856,51	31,56	883,93	3,10
Marzo	43,07	1335,34	43,58	1351,05	1,16
Aprile	51,65	1549,55	51,88	1556,59	0,45
Maggio	60,55	1877,25	61,28	1899,89	1,19
Giugno	62,72	1881,84	64,15	1924,79	2,23
Luglio	65,98	2045,61	67,26	2085,35	1,90
Agosto	58,50	1813,73	58,85	1824,65	0,59
Settembre	46,80	1404,11	47,12	1413,85	0,68
Ottobre	30,27	938,61	31,34	971,60	3,39
Novembre	16,20	486,00	19,39	581,79	16,46
Dicembre	10,36	321,33	16,15	500,80	35,83
Totale		14925		15524	3,85

Considerando che la potenza installata è pari a 12 kW, la producibilità annua specifica è di 1243,75 kWh/kWp.

Tavola F

Tabella 5.19: Producibilità mensile Tavola F caso 2A.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	35,38	1097,02	51,32	1591,21	31,05
Febbraio	93,65	2622,42	94,70	2651,81	1,108
Marzo	129,04	4000,52	130,74	4053,17	1,298
Aprile	151,85	4555,65	155,65	4669,78	2,444
Maggio	176,29	5465,21	183,86	5699,66	4,113
Giugno	181,74	5452,32	192,47	5774,38	5,577
Luglio	191,39	5933,20	201,80	6256,04	5,160
Agosto	170,89	5297,82	176,57	5473,96	3,217
Settembre	138,85	4165,79	141,38	4241,55	1,786
Ottobre	92,84	2878,09	94,02	2914,82	1,260
Novembre	46,75	1402,66	58,17	1745,37	19,63
Dicembre	30,18	935,72	48,46	1502,41	37,71
Totale		43806		46574	5,94

Considerando che la potenza installata è pari a 36 kW, la producibilità annua specifica è di 1216,83 kWh/kWp.

Il confronto di producibilità specifica tra le varie tavole in questa configurazione è esposto nella Tabella 5.20 e nella Figura 5.13.

Tabella 5.20: Confronto della producibilità specifica per le varie tavole nella configurazione 2A.

Tavola	Potenza nominale [kWp]	Producibilità specifica [kWh/kWp]	Delta di produzione [%]
A	72	1184,64	8,43
B	84	1202,7	7,03
C1	84	1259,45	2,64
C2	84	1272,68	1,62
D	72	1256,15	2,9
E	12	1243,75	3,85
F	36	1216,83	5,94



Figura 5.13: Confronto di producibilità specifica delle varie tavole nella caso 2A. La linea arancione fa riferimento alla producibilità specifica nel caso senza ombreggiamenti ed è pari a 1293,67 kWh/kWp.

5.6 Risultati caso 2B

Tavola A

Tabella 5.21: Producibilità mensile Tavola A caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	72,33	2242,24	102,65	3182,42	29,54
Febbraio	163,28	4571,83	189,41	5303,62	13,79
Marzo	241,44	7484,81	261,49	8106,35	7,66
Aprile	301,37	9041,13	311,31	9339,57	3,19
Maggio	351,60	10899,7	367,72	11399,34	4,38
Giugno	364,79	10943,86	384,95	11548,77	5,23
Luglio	381,76	11834,68	403,61	12512,1	5,41
Agosto	338,99	10508,87	353,15	10947,92	4,01
Settembre	268,10	8043,11	282,77	8483,09	5,18
Ottobre	164,03	5084,94	188,05	5829,64	12,77
Novembre	86,10	2583,18	116,35	3490,75	25,99
Dicembre	61,44	1904,85	96,92	3004,82	36,60
Totale		85143		93148	8,59

Considerando che la potenza installata è pari a 72 kW, la producibilità annua specifica è di 1182,54 kWh/kWp.

Tavola B

Tabella 5.22: Producibilità mensile Tavola B caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	93,27	2891,39	119,76	3712,83	22,12
Febbraio	204,68	5731,12	220,98	6187,56	7,37
Marzo	290,90	9018,01	305,07	9457,41	4,64
Aprile	351,40	10542,27	363,20	10896,17	3,24
Maggio	409,30	12688,53	429,00	13299,23	4,59
Giugno	423,68	12710,58	449,11	13473,57	5,66
Luglio	444,87	13791,27	470,88	14597,45	5,52
Agosto	394,84	12240,14	412,01	12772,58	4,16
Settembre	317,23	9517,09	329,89	9896,94	3,83
Ottobre	204,15	6328,76	219,39	6801,25	6,94
Novembre	112,79	3383,82	135,75	4072,54	16,91
Dicembre	80,27	2488,42	113,08	3505,62	29,01
Totale		101331		108673,2	6,75

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1206,32 kWh/kWp.

Tavola C1

Tabella 5.23: Producibilità mensile Tavola C1 caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE %
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	
Gennaio	105,88	3282,50	119,76	3712,83	11,59
Febbraio	213,31	5972,74	220,98	6187,56	3,47
Marzo	298,81	9263,31	305,07	9457,41	2,05
Aprile	359,23	10777,06	363,20	10896,17	1,09
Maggio	424,82	13169,69	429,00	13299,23	0,97
Giugno	444,11	13323,31	449,11	13473,57	1,11
Luglio	465,26	14423,09	470,88	14597,45	1,19
Agosto	406,83	12611,87	412,01	12772,58	1,25
Settembre	325,42	9762,73	329,89	9896,94	1,35
Ottobre	211,58	6559,15	219,39	6801,25	3,55
Novembre	122,87	3686,34	135,75	4072,54	9,48
Dicembre	95,40	2957,46	113,08	3505,62	15,63
Totale		105789		108673	2,65

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1259,39 kWh/kWp.

Tavola C2

Tabella 5.24: Producibilità mensile Tavola C2 caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE %
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	
Gennaio	113,61	3521,91	119,76	3712,83	5,14
Febbraio	218,43	6116,27	220,98	6187,56	1,15
Marzo	301,96	9360,99	305,07	9457,41	1,01
Aprile	359,37	10781,4	363,20	10896,17	1,05
Maggio	423,96	13142,86	429,00	13299,23	1,17
Giugno	443,09	13292,72	449,11	13473,57	1,34
Luglio	464,45	14398,25	470,88	14597,45	1,36
Agosto	407,36	12628,25	412,01	12772,58	1,13
Settembre	326,65	9799,68	329,89	9896,94	0,98
Ottobre	216,09	6698,92	219,39	6801,25	1,50
Novembre	130,46	3913,87	135,75	4072,54	3,89
Dicembre	104,65	3244,45	113,08	3505,62	7,45
Totale		106899		108673	1,63

Considerando che la potenza installata è pari a 84 kW, la producibilità annua specifica è di 1272,61 kWh/kWp.

Tavola D

Tabella 5.25: Producibilità mensile Tavola D caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	94,36	2925,22	102,65	3182,42	8,08
Febbraio	181,65	5086,26	189,41	5303,62	4,09
Marzo	252,83	7837,80	261,49	8106,35	3,31
Aprile	304,58	9137,60	311,31	9339,57	2,16
Maggio	360,61	11178,94	367,72	11399,34	1,93
Giugno	377,85	11335,69	384,95	11548,77	1,84
Luglio	395,40	12257,6	403,61	12512,1	2,03
Agosto	344,96	10693,88	353,15	10947,92	2,32
Settembre	275,10	8253,24	282,77	8483,09	2,70
Ottobre	180,49	5595,26	188,05	5829,64	4,02
Novembre	109,21	3276,47	116,35	3490,75	6,13
Dicembre	85,86	2661,77	96,929	3004,82	11,44
Totale		90239		93148	3,12

Considerando che la potenza installata è pari a 72 kW, la producibilità annua specifica è di 1253,32 kWh/kWp.

Tavola E

Tabella 5.26: Producibilità mensile Tavola E caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	13,34	413,71	17,10	530,40	22,00
Febbraio	30,65	858,25	31,56	883,93	2,90
Marzo	43,02	1333,68	43,58	1351,05	1,28
Aprile	51,65	1549,54	51,88	1556,59	0,45
Maggio	60,60	1878,61	61,28	1899,89	1,11
Giugno	62,84	1885,34	64,15	1924,79	2,04
Luglio	66,08	2048,53	67,26	2085,35	1,76
Agosto	58,49	1813,31	58,85	1824,65	0,62
Settembre	46,80	1404,11	47,12	1413,85	0,68
Ottobre	30,34	940,79	31,34	971,60	3,17
Novembre	16,24	487,42	19,39	581,79	16,22
Dicembre	10,21	316,79	16,15	500,80	36,74
Totale		14930		15524	3,83

Considerando che la potenza installata è pari a 12 kW, la producibilità annua specifica è di 1244,16 kWh/kWp.

Tavola F

Tabella 5.27: Producibilità mensile Tavola F caso 2B.

MESE	CASO CON OMBREGGIAMENTI		CASO SENZA OMBREGGIAMENTI		DELTA DI PRODUZIONE
	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	Giornaliero [kWh]	Mensile [kWh]	%
Gennaio	35,90	1113,07	51,32	1591,21	30,04
Febbraio	93,59	2620,71	94,70	2651,81	1,17
Marzo	129,08	4000,97	130,74	4053,17	1,28
Aprile	152,07	4562,24	155,65	4669,78	2,30
Maggio	176,42	5469,21	183,86	5699,66	4,04
Giugno	182,06	5462,08	192,47	5774,38	5,40
Luglio	191,51	5936,94	201,80	6256,04	5,10
Agosto	171,09	5304,09	176,57	5473,96	3,10
Settembre	138,86	4165,91	141,38	4241,55	1,78
Ottobre	92,76	2875,70	94,026	2914,82	1,34
Novembre	46,82	1404,64	58,17	1745,37	19,5
Dicembre	29,77	922,92	48,46	1502,41	38,57
Totale		43838		46574	5,87

Considerando che la potenza installata è pari a 36 kW, la producibilità annua specifica è di 1217,72 kWh/kWp.

Il confronto di producibilità specifica, tra le varie tavole in questa configurazione è esposto nella Tabella 5.28 e nella Figura 5.14.

Tabella 5.28: confronto di producibilità specifica nel caso 2B.

Tavola	Potenza nominale [kWp]	Producibilità specifica [kWh/kWp]	Delta di produzione [%]
A	72	1182,54	8,59
B	84	1206,32	6,75
C1	84	1259,39	2,65
C2	84	1272,61	1,63
D	72	1253,32	3,12
E	12	1244,16	3,83
F	36	1217,72	5,87

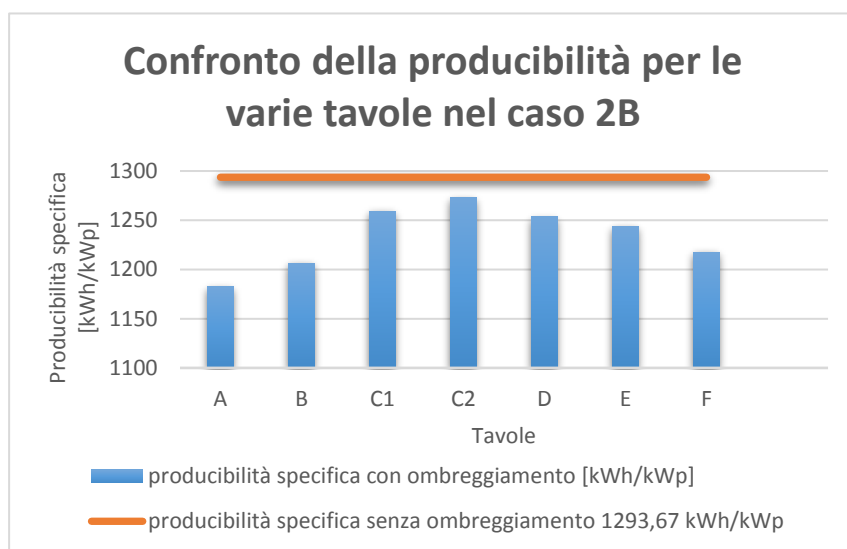


Figura 5.14: confronto di producibilità delle tavole nella configurazione 2B. La linea arancione fa riferimento alla producibilità specifica nel caso senza ombreggiamenti ed è pari a 1293,67 kWh/kWp.

6 CONFRONTO DELLE CONFIGURAZIONI

In questo capitolo verranno confrontati i dati relativi alla producibilità di ogni tavola nelle diverse configurazioni analizzate, al fine di mettere in evidenza il miglior assetto. Nello specifico saranno presentate delle tabelle contenenti la producibilità annua (in termini di chilowattora e chilowattora su chilowatt di picco), la producibilità nei mesi estivi e in quelli invernali e i relativi delta di produzione rispetto alla situazione senza ombreggiamento. Può essere interessante valutare le prestazioni dei vari impianti dividendo l'anno in due periodi, estivo (da aprile a settembre) e invernale (da ottobre a marzo), in modo tale da poter scegliere la configurazione più adatta sia per una massimizzazione della producibilità annua sia per la massimizzazione della produzione in periodo invernale e estivo, facilitando eventuali considerazioni di carattere generale a livello economico. Per ogni Tavola verranno presentate due tabelle, una relativa ai dati di producibilità annua e una relativa ai medesimi dati nel periodo estivo e in quello invernale; oltre a queste tabelle vi sarà anche un grafico utile nel confronto di producibilità specifica della Tavola, presa in considerazione nelle diverse configurazioni oggetto di studio.

Un impianto fotovoltaico di norma ha il picco di producibilità nelle ore centrali della giornata e specialmente nel periodo estivo, dato il percorso solare. Se, come nel caso in esame, la superficie ricevente è interessata da ombreggiamenti, essi si verificheranno ad angoli di altezza solare ridotti, i quali caratterizzano gli istanti successivi al sorgere del sole e gli istanti precedenti al tramonto del sole.

Tavola B

Tabella 6.3: Confronto delle configurazioni della Tavola B.

	Produttività annua [kWh]	Produttività annua specifica [kWh/kWp]	Delta di produttività annuo [%]
1A	101271	1205,60	6,81
1B	101231	1205,13	6,85
2A	101027	1202,71	7,04
2B	101331	1206,32	6,76

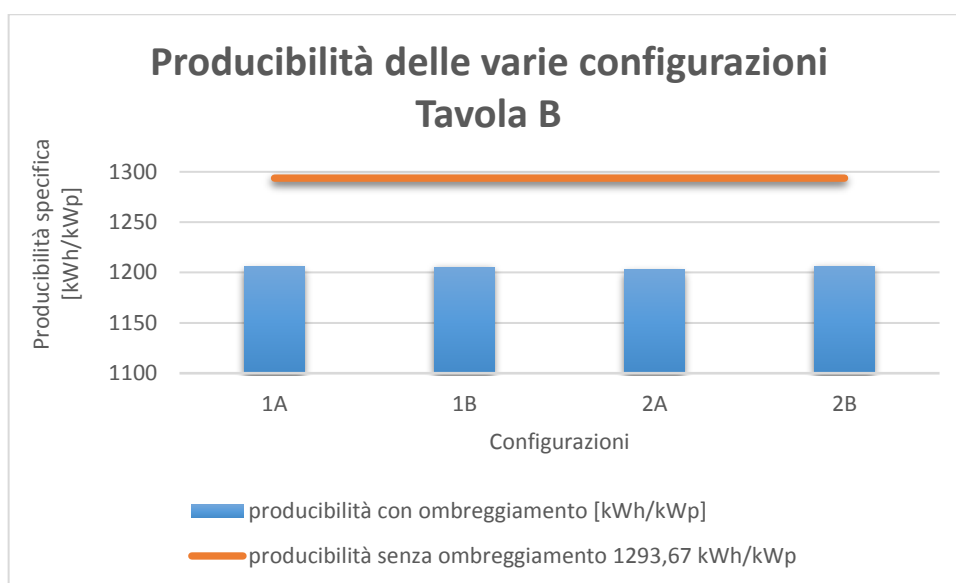


Figura 6.2: Confronto di produttività annua nelle diverse configurazioni per la Tavola B.

Tabella 6.4: Confronto delle configurazioni della Tavola B nel periodo invernale e estivo.

	Produttività invernale [kWh]	Delta di produttività invernale [%]	Produttività estiva [kWh]	Delta di produttività estivo [%]
1A	29516	12,51	71755	4,24
1B	29523	12,49	71707	4,31
2A	29849	11,52	71178	5,01
2B	29841	11,55	71489	4,60

In questo caso la configurazione a stringhe verticali è la peggiore, motivo per cui è possibile ipotizzare che l'ombra investa la superficie dal basso verso l'alto e viceversa, in modo omogeneo. L'irregolarità degli edifici fa sì che la configurazione ottimale è la 2B, cioè quella composta da stringhe da 15 moduli (due righe da sei moduli e una riga da tre). Volendo valutare le configurazioni migliori per il periodo estivo e quello invernale, invece, si ha rispettivamente 1A e 2A.

Tavola C2

Tabella 6.7: Confronto delle configurazioni della Tavola C2.

	Producibilità annua [kWh]	Producibilità annua specifica [kWh/kWp]	Delta di producibilità annuo [%]
1A	106724	1270,53	1,79
1B	106724	1270,53	1,79
2A	106905	1272,68	1,62
2B	106899	1272,61	1,63

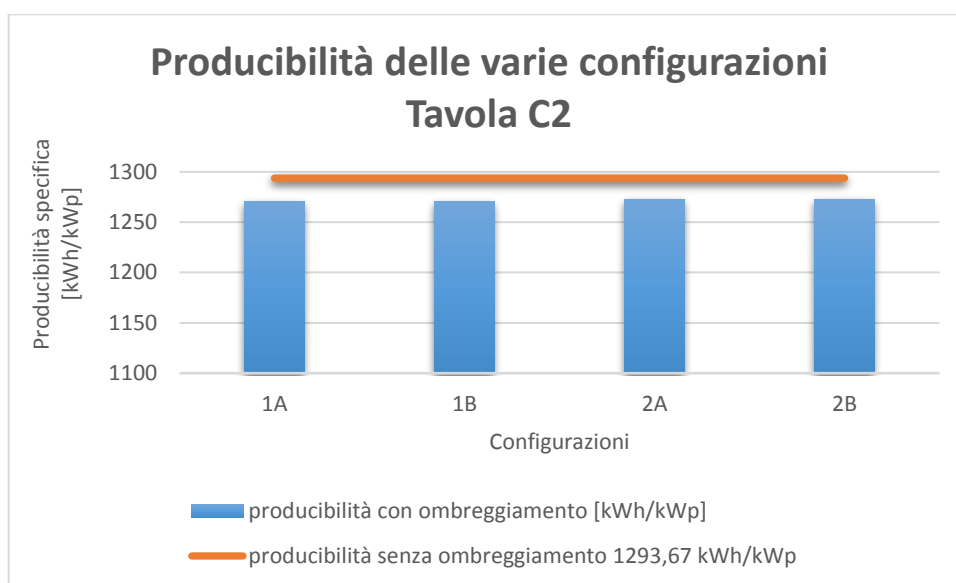


Figura 6.4: Confronto di producibilità annua nelle diverse configurazioni per la Tavola C2.

Tabella 6.8: Confronto delle configurazioni della Tavola C2 nel periodo invernale e estivo.

	Producibilità invernale [kWh]	Delta di producibilità invernale [%]	Producibilità estiva [kWh]	Delta di producibilità estivo [%]
1A	32809	2,75	73915	1,36
1B	32811	2,74	73913	1,36
2A	32866	2,57	74038	1,19
2B	32856	2,61	74043	1,19

Questa Tavola è quella in cui l'incidenza dell'ombra è minore, infatti è possibile notare il ridotto valore del delta di produzione e la minima differenza dello stesso nelle le varie configurazioni analizzate. La configurazione migliore in termini annuali e invernali è la 2A, mentre nel periodo estivo è la 2B.

Tavola E

Tabella 6.11: Confronto delle configurazioni della Tavola E.

	Producibilità annua [kWh]	Producibilità annua specifica [kWh/kWp]	Delta di producibilità annuo [%]
1A 1B 2B	14930	1244,17	3,83
2A	14925	1243,81	3,85

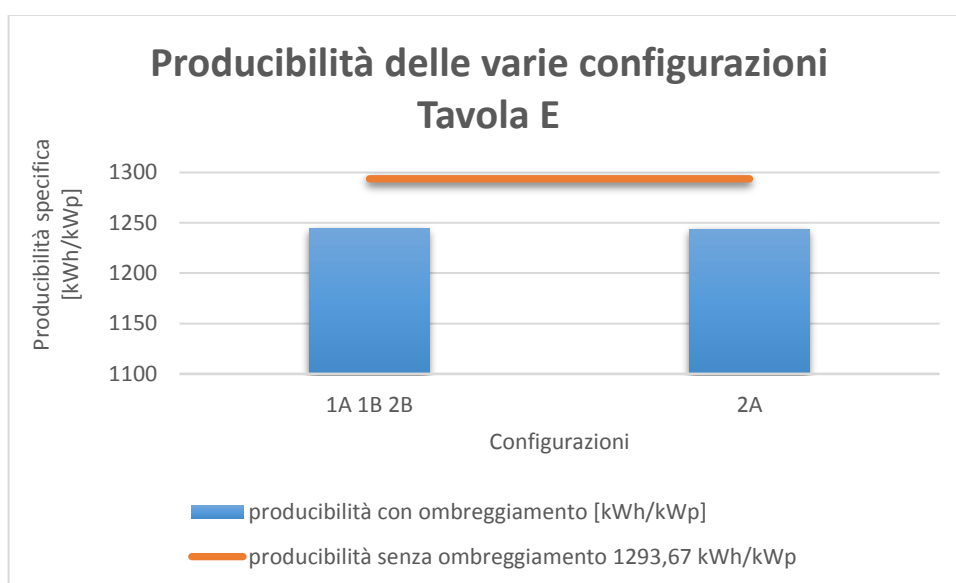


Figura 6.6: Confronto di producibilità annua nelle diverse configurazioni per la Tavola E.

Tabella 6.12: Confronto delle configurazioni della Tavola E nel periodo invernale e estivo.

	Producibilità invernale [kWh]	Delta di producibilità invernale [%]	Producibilità estiva [kWh]	Delta di producibilità estivo [%]
1A	4350	9,73	10579	1,17
2A	4353	9,66	10572	1,24

Questa tavola presenta la medesima configurazione di stringa nei casi 1A, 1B e 2B, motivo per cui nelle *Tabelle 6.11 e 6.12* sono presentati i valori relativi ai casi 1A e 2A. La configurazione 1A porta a una massimizzazione delle producibilità sia a livello annuo che estivo, mentre la configurazione 2A è più adatta al periodo invernale.

7 CONCLUSIONI

L'obiettivo di questo elaborato è quello di valutare la fattibilità di un impianto fotovoltaico installato su di un portico, di altezza minima 3 m, lungo via Niccolò Tommaseo. Ciò equivale a valutare la producibilità dello stesso, nella complessa situazione in cui esso si trova a dover operare, infatti in un qualsiasi contesto urbano le ombre costituiscono un elemento chiave per la producibilità dell'impianto. A questo proposito si è deciso di utilizzare un modello 3D dell'area, realizzato in ambiente Sketchup. La combinazione delle informazioni ottenute dal modello 3D, con quelle relative alla radiazione e più in generale al percorso solare (fornite da banche dati online e software Matlab implementati appositamente), ha permesso di avere tutte le informazioni riguardanti l'ambiente in cui si è pensato di installare l'impianto. Dopo varie considerazioni di natura fisico-ambientale si è optato per una soluzione modulare, la quale ha portato alla definizione di sette sotto-impianti aventi un'inclinazione di 15° e un azimut di 25,5° Ovest, rispetto al Sud. L'implementazione dei vari programmi Matlab e modelli Simulink ha permesso il calcolo della producibilità dei vari sotto-impianti per diverse configurazioni di stringa, il quale ha portato a risultati convincenti per l'obiettivo primo dell'elaborato. Di seguito sono proposte le considerazioni finali riguardo questi risultati.

In senso relativo, la producibilità delle varie configurazioni varia di poco (al massimo di un punto e mezzo percentuale) ma considerando che i valori di producibilità sono dell'ordine dei MWh, è opportuno fare attenzione a queste variazioni. A questo proposito il criterio di scelta della configurazione migliore per ogni tavola si basa sul minimo scarto annuo rispetto alla situazione senza ombreggiamenti, da cui si ottiene che il miglior assetto per la massimizzazione della producibilità annua, tra quelli presi in esame, prevede:

$$\begin{aligned} \text{CONFIGURAZIONE 2A per } & \left\{ \begin{array}{l} \text{tavola A} \\ \text{tavola C1} \\ \text{tavola C2} \\ \text{tavola D} \end{array} \right. \\ \text{CONFIGURAZIONE 2B per } & \left\{ \begin{array}{l} \text{tavola B} \\ \text{tavola E} \\ \text{tavola F} \end{array} \right. \end{aligned}$$

I risultati nella configurazione che massimizza la produzione annua per ogni tavola sono riportati in *Tabella 7.1*.

Tabella 7.1: Dati delle varie tavole nella configurazione che massimizza la producibilità annua.

Tavola	Numero di blocchi (moduli)	Potenza installata [kWp]	Assetto ottimale	Producibilità annua [kWh]	Producibilità annua specifica [kWh/kWp]	Delta di producibilità annuo [%]
A	6 (180)	72	2A	85294	1184,63	8,43
B	7 (210)	84	2B	101331	1206,32	6,75
C1	7 (210)	84	2A	105794	1259,45	2,64
C2	7 (210)	84	2A	106905	1272,68	1,62
D	6 (180)	72	2A	90443	1256,15	2,90
E	1 (30)	12	2B	14930	1244,17	3,83
F	3 (90)	36	2B	43838	1217,73	5,87
Totale	37 (1110)	444		548537	1235,44	4,50

Considerando l'impianto nella sua totalità, la producibilità annua ammonta a 548,54 MWh che, con una potenza installata di 444 kWp, corrisponde ad una producibilità specifica di 1235,44 kWh/kWp,

con un delta di producibilità annuo pari al 4,5 % rispetto a una situazione priva di ombreggiamento. Il contributo di produzione energetica di ogni tavola è rappresentato nel grafico a torta di *Figura 7.1*.

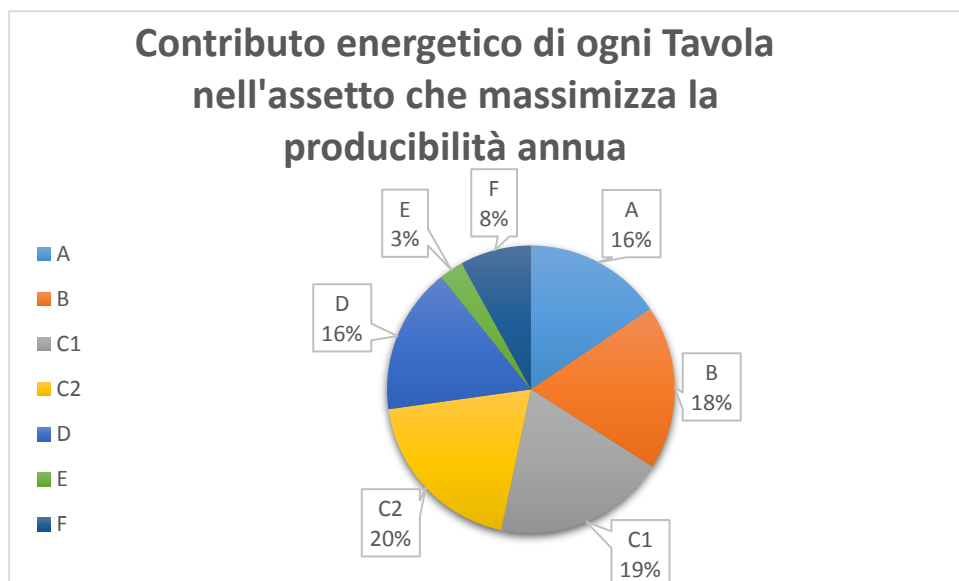


Figura 7.1: grafico a torta rappresentativo della produzione energetica di ogni tavola, in termini percentuali sul totale di energia prodotta dall'impianto.

L'incidenza degli ombreggiamenti in termini di producibilità annuale, varia dall'1,6 % per la tavola C2, all'8,4 % della tavola A: valori, a parer mio, accettabili dato il particolare contesto in cui dovrebbe essere inserito il portico. L'incidenza degli ombreggiamenti sulle varie Tavole nell'assetto di riferimento in *Tabella 7.1* è visibile nel grafico seguente, *Figura 7.2*, in cui le varie tavole vengono confrontate sulla base della producibilità specifica, in riferimento della producibilità ottenibile senza ombreggiamenti.

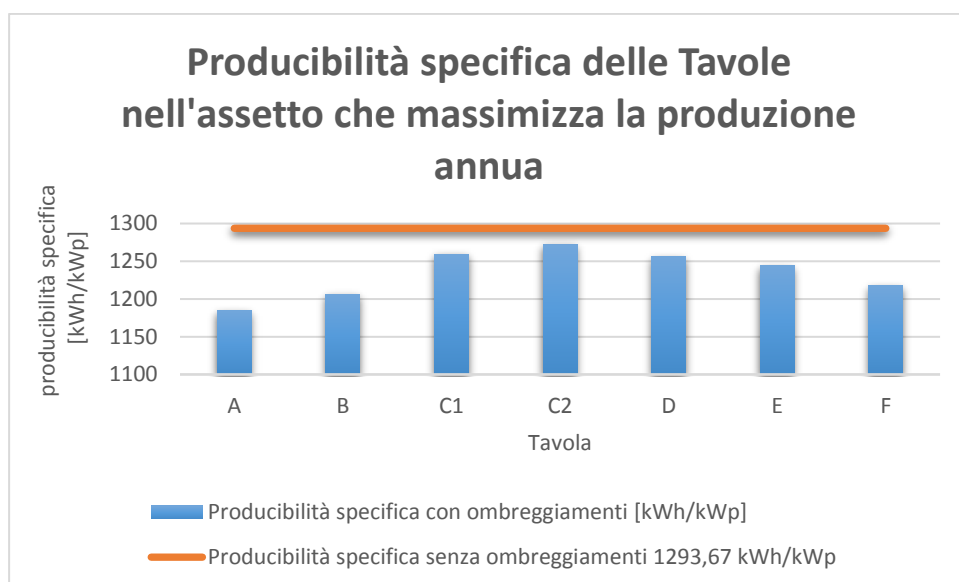


Figura 7.2: producibilità specifica delle Tavole con gli ombreggiamenti, la linea arancione rappresenta la massima producibilità ottenibile senza ombreggiamenti.

Il confronto sulla base dello scarto di producibilità, rispetto alla producibilità ottenibile senza ombreggiamenti, è illustrato in *Figura 7.3*.

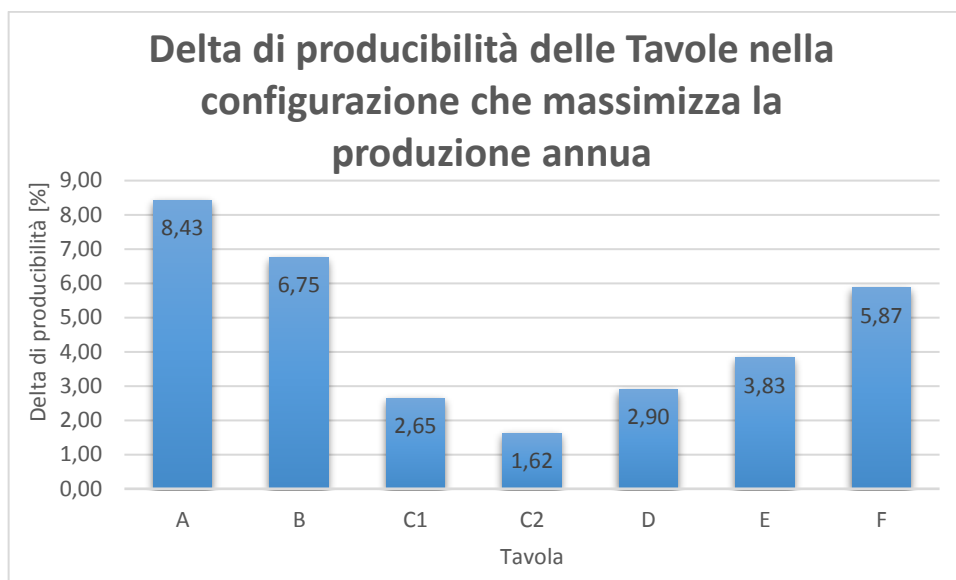


Figura 7.3: Confronto delle prestazioni delle Tavole sulla base dello scarto tra la producibilità ottenibile con ombreggiamenti e quella senza ombreggiamenti.

Come evidenziato in *Figura 7.3*, ma deducibile anche dalla morfologia del corredo urbano, le Tavole meno affette dagli ombreggiamenti sono la C1 e C2, le due tavole davanti al padiglione 7 della Fiera di Padova, mentre nelle Tavole A, B e F, data la presenza di edifici alti dall'altro lato della strada, l'effetto dell'ombreggiamento porta a riduzioni più importanti nelle prestazioni.

La configurazione, tra quelle studiate, che massimizza la produzione nel periodo invernale differisce dalla precedente per le tavole E, B e C1: le prime due avranno un assetto 2A mentre l'ultima 2B, anche se la variazione di producibilità della Tavola C1 è quasi nulla in termini di producibilità specifica. Le configurazioni per le diverse tavole sono riassunte di seguito.

CONFIGURAZIONE 2A per $\left\{ \begin{array}{l} \text{tavola A} \\ \text{tavola B} \\ \text{tavola C2} \\ \text{tavola D} \\ \text{tavola E} \end{array} \right.$

CONFIGURAZIONE 2B per $\left\{ \begin{array}{l} \text{tavola C1} \\ \text{tavola E} \\ \text{tavola F} \end{array} \right.$

I risultati relativi a questo assetto sono riassunti in *Tabella 7.2*. Esso comporta una producibilità di 548,22 MWh totali, e una producibilità specifica di 1234,74 kWh/kWp, per un delta di producibilità, rispetto al caso senza ombreggiamenti pari al 4,56 %. Come evidenziato in *Figura 7.4* e *7.5*, i risultati sono molto vicini a quelli dell'assetto precedente; ciò era prevedibile dato che l'incidenza delle ombre è considerevole quando l'altezza solare è ridotta e questi momenti coincidono con valori di irraggiamento ridotti, mentre il grosso della produzione si ha nelle ore centrali della giornata, durante le quali l'altezza solare comporta una minima (se non nulla) incidenza degli ombreggiamenti e quindi una "minor importanza" della configurazione scelta.

Tabella 7.2: Dati delle tavole nella configurazione per massimizzare la produzione invernale.

Tavola	Numero di blocchi (moduli)	Potenza installata [kWp]	Assetto ottimale	Producibilità annua [kWh]	Producibilità annua specifica [kWh/kWp]	Delta di producibilità annuo [%]
A	6 (180)	72	2A	85294	1184,63	8,43
B	7 (210)	84	2A	101027	1202,71	7,03
C1	7 (210)	84	2B	105789	1259,39	2,65
C2	7 (210)	84	2A	106905	1272,68	1,62
D	6 (180)	72	2A	90443	1256,15	2,90
E	1 (30)	12	2A	14925	1243,81	3,86
F	3 (90)	36	2B	43838	1217,73	5,87
Totale	37 (1110)	444		548224	1234,74	4,56

Il contributo energetico delle varie tavole alla produzione complessiva non varia sensibilmente in termini percentuali, mentre le differenze sono visibili nella produzione specifica e nel delta di producibilità nei grafici in *Figura 7.4* e soprattutto in *Figura 7.5*, i quali confrontano gli assetti che massimizzano la producibilità annua e quella invernale. Le differenze saranno limitate alle tavole E, B e C1, dato che sono le uniche la cui configurazione è variata, rispetto al caso precedente.

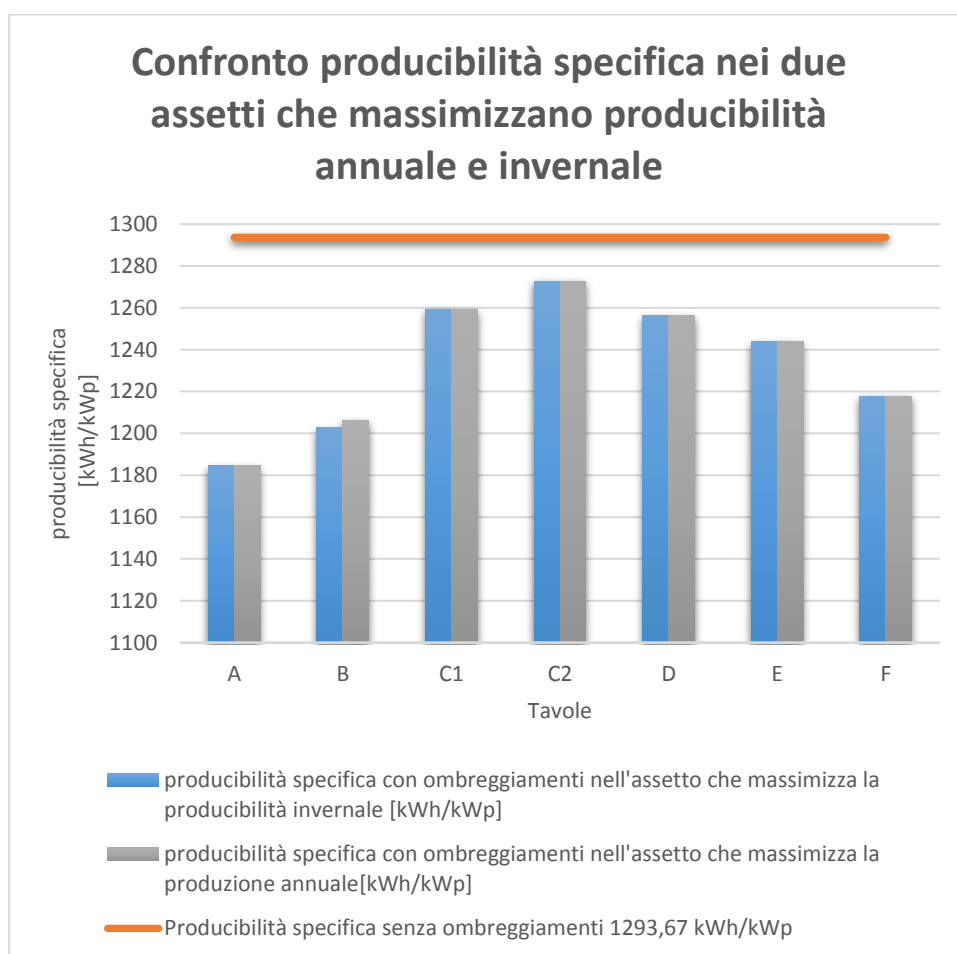


Figura 7.4: confronto di producibilità tra l'assetto che massimizza la producibilità annua (in grigio) e quello che massimizza l'invernale (in blu). La linea arancione è la massima producibilità ottenibile senza ombreggiamenti.

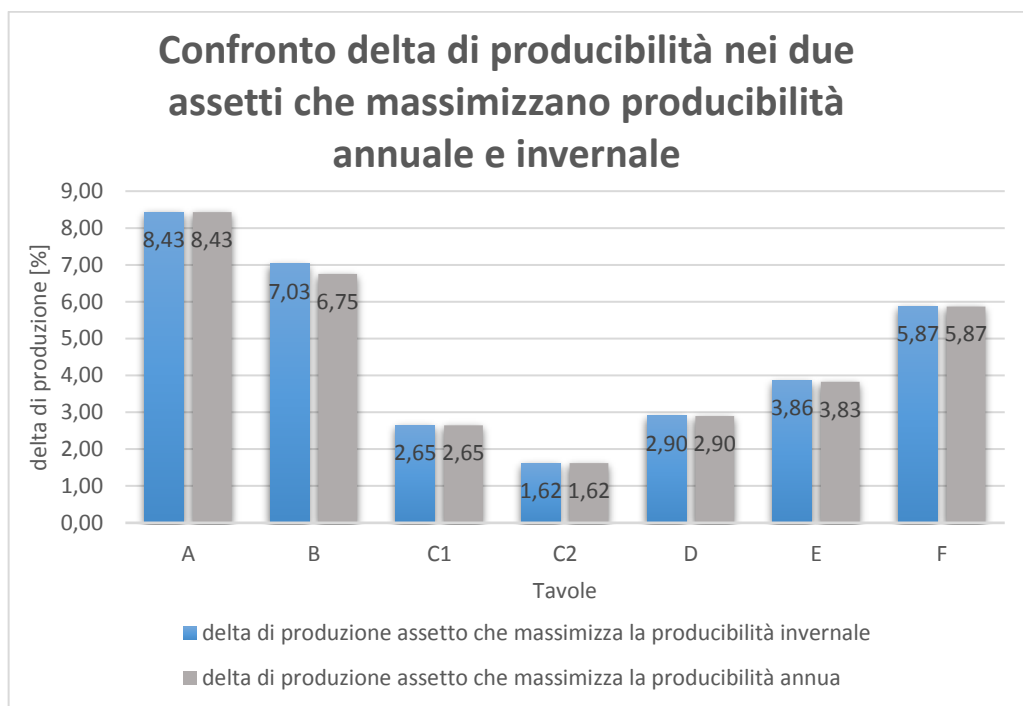


Figura 7.5: in blu viene indicato lo scarto percentuale tra la producibilità delle varie tavole nell'assetto che massimizza la producibilità invernale con ombreggiamenti e quello senza ombreggiamenti, in grigio le medesime informazioni per l'assetto che massimizza la producibilità annua.

La configurazione che massimizza la producibilità nel periodo estivo invece differisce da quella annua per le Tavole A, B e C2, le quali avranno configurazioni rispettivamente 2B, 1A e 2B. L'assetto delle varie Tavole è riassunto di seguito.

CONFIGURAZIONE 2A per {tavola C1
tavola D

CONFIGURAZIONE 2B per {tavola A
tavola C2
tavola E
tavola F

CONFIGURAZIONE 1A per {tavola B

In questo caso il delta di producibilità annuo è pari al 4,54 %, numero che quantifica l'incidenza delle ombre nel caso in esame. Questo valore è inferiore a quello relativo all'assetto per la massimizzazione della producibilità invernale, poiché il modo in cui incidono gli ombreggiamenti in estate è molto diverso rispetto all'inverno, inoltre l'irraggiamento è maggiore. La producibilità in termini assoluti dell'impianto, in questo assetto, è pari a 548,32 MWh, per una producibilità specifica di 1234,95 kWh/kWp, inferiore al valore di producibilità dell'assetto che massimizza la producibilità annua, ma superiore a quello che massimizza la producibilità nel periodo invernale.

I risultati di questa configurazione sono riportati in *Tabella 7.3* e rappresentati nei grafici in *Figura 7.6* e *7.7*, nelle quali viene proposto il confronto con la configurazione che massimizza la producibilità annua.

Tabella 7.3: Dati delle Tavole nell'assetto per massimizzare la produzione estiva.

Tavola	Numero di blocchi (moduli)	Potenza installata [kWp]	Assetto ottimale	Producibilità annua [kWh]	Producibilità annua Specifica [kWh/kWp]	Delta di producibilità annuo [%]
A	6 (180)	72	2B	85143	1182,55	8,59
B	7 (210)	84	1A	101271	1205,61	6,81
C1	7 (210)	84	2A	105794	1259,45	2,65
C2	7 (210)	84	2B	106899	1272,61	1,63
D	6 (180)	72	2A	90443	1256,15	2,9
E	1 (30)	12	2B	14930	1244,17	3,83
F	3 (90)	36	2B	43838	1217,72	5,87
Totale	37 (1110)	444		548318	1234,95	4,54

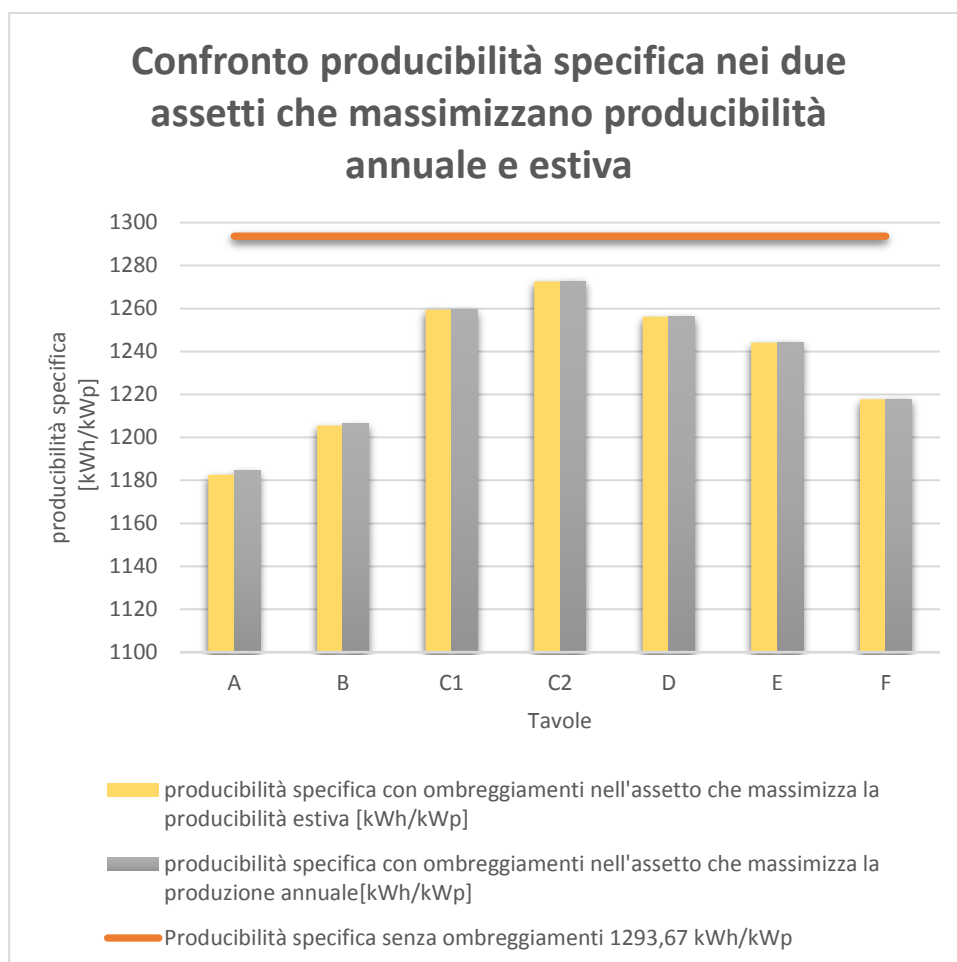


Figura 7.6: Confronto di producibilità specifiche dei due assetti che massimizzano producibilità annuale (in grigio) e estiva (in blu) con ombreggiamento. La linea arancione rappresenta la massima producibilità ottenibile senza ombreggiamenti.

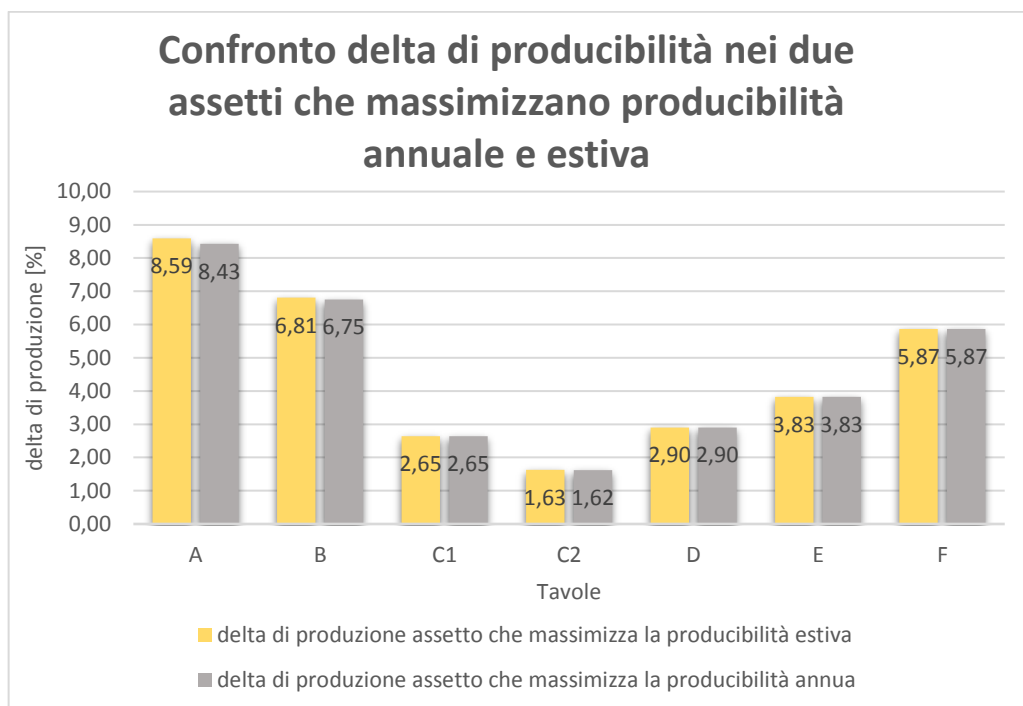


Figura 7.7: confronto tra gli scostamenti dei due assetti (massimizzazione producibilità annua in grigio, e estiva in giallo) rispetto ai relativi casi senza ombreggiamento.

Confrontando i vari valori di producibilità mese per mese, dei tre assetti, relativi alla massimizzazione della producibilità annuale, invernale e estiva, si ottiene la *Tabella 7.4*. In essa i delta di producibilità sono calcolati sulla base dei dati relativi all'assetto che massimizza la producibilità annua.

Tabella 7.4: Confronto di producibilità dei tre assetti. I delta di produzione sono stati calcolati in base all'assetto che massimizza la producibilità annua. Le celle evidenziate in blu fanno riferimento ai mesi considerati invernali, mentre quelle gialle ai mesi estivi.

	Producibilità specifica mensile per assetto che massimizza la producibilità nel periodo:			Delta dell'assetto che massimizza la producibilità invernale [%]	Delta dell'assetto che massimizza la producibilità estiva [%]
	Annuale [kWh/kWp]	Invernale [kWh/kWp]	Estiva [kWh/kWp]		
Gennaio	253,57	254,09	251,33	+0,21	-0,88
Febbraio	490,78	490,70	490,44	-0,02	-0,07
Marzo	764,69	764,79	764,17	+0,01	-0,07
Aprile	890,63	890,15	891,19	-0,05	+0,06
Maggio	1079,55	1078,60	1080,66	-0,09	+0,10
Giugno	1086,47	1085,18	1087,81	-0,12	+0,12
Luglio	1177,97	1176,64	1179,07	-0,11	+0,09
Agosto	1039,60	1039,04	1040,13	-0,05	+0,05
Settembre	805,32	805,27	805,29	-0,01	0
Ottobre	540,02	539,83	539,59	-0,04	-0,08
Novembre	292,43	292,06	290,76	-0,13	-0,57
Dicembre	220,12	220,75	217,79	+0,29	-1,06
Totale	1235,44	1234,74	1234,95	-0,06	-0,04

Analizzando i valori nella *Tabella 7.4*, nel complesso gli assetti invernali e estivi portano a una riduzione della producibilità complessiva rispetto all'assetto annuale, anche se la riduzione è di lieve entità in entrambi le situazioni.

Inoltre si nota che, mentre l'assetto estivo comporta una riduzione sistematica della producibilità nel periodo invernale e viceversa un aumento della stessa in tutti i mesi estivi, l'assetto invernale non ha lo stesso comportamento: esso provoca sia una riduzione della producibilità nei mesi estivi ma anche in alcuni mesi invernali. Nonostante ciò l'assetto invernale induce un aumento complessivo della producibilità nei mesi invernali, come evidenziato nella *Tabella 7.5*, in cui i delta di produzione sono calcolati sulla base della producibilità dell'assetto che massimizza la produzione annua.

Tabella 7.5: producibilità specifica stagionale dei vari assetti.

	Producibilità specifica stagionale dell' assetto che massimizza la producibilità nel periodo:			delta per l'assetto che massimizza producibilità invernale [%]	delta per l'assetto che massimizza producibilità estiva [%]
	Annuale [kWh/kWp]	Invernale [kWh/kWp]	Estiva [kWh/kWp]		
mesi estivi	867,80	867,03	868,64	-0,09	+0,10
mesi invernali	367,64	367,71	366,32	+0,02	-0,36

Dato che l'effetto degli ombreggiamenti, incide nei primi e negli ultimi istanti della giornata, è ragionevole pensare che i vari assetti avranno circa la stessa producibilità nelle ore centrali delle giornate, mentre varierà negli istanti in cui vi verifica ombreggiamento. Di seguito, in *Figura 7.8*, viene presentato un confronto in termini di scostamento relativo, tra l'assetto che massimizza la producibilità annuale (preso come riferimento), e i due assetti che portano a una massimizzazione della producibilità invernale (in blu) e estiva (in giallo), per i mesi dell'anno.

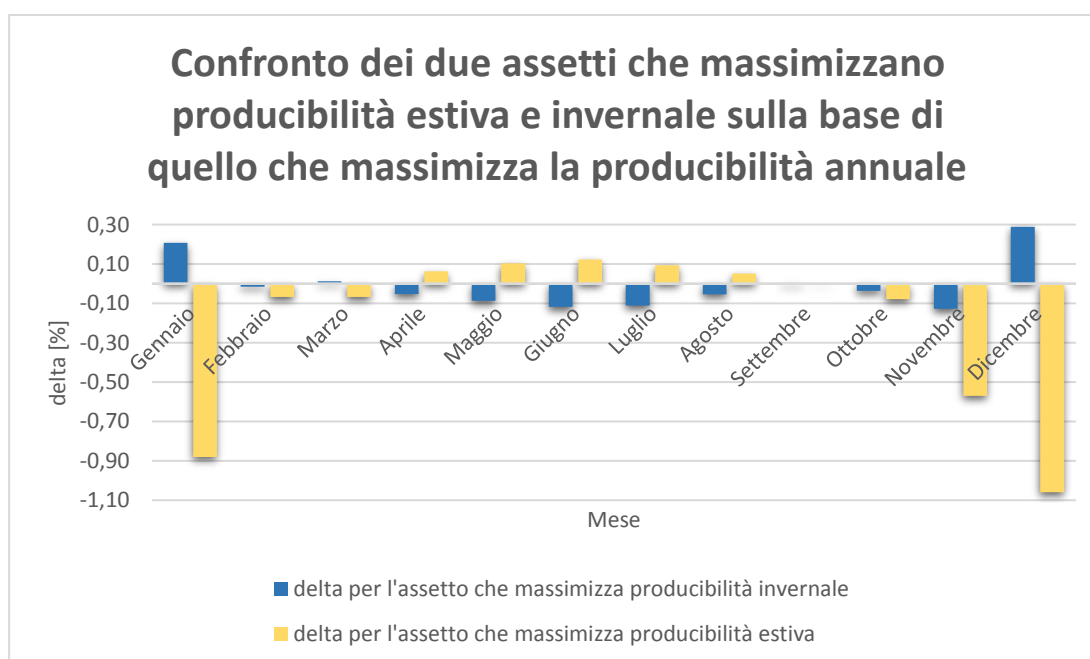


Figura 7.8: Confronto degli assetti che massimizzano la producibilità invernale ed estiva, in termini di scostamento rispetto a quello che massimizza la producibilità annua.

È interessante notare come la conformazione delle ombre comporti una configurazione di stringa da 15 moduli, in serie orizzontale (caso 2B) o verticale (caso 2A), e solamente riflettendo sul tipo di connessione è possibile farsi un'idea sulla tipologia di ombre incidenti sulla superficie e di conseguenza degli edifici che circondano l'impianto. L'assetto 2A è ottimo per ridurre gli effetti di ombre "strette" che interessano più righe ma un limitato numero di colonne della tavola; la configurazione 2B è adatta nel caso opposto, cioè con ombre che occupano più colonne ma un limitato numero di righe. Ovviamente la tipologia di ombra non dipende solo dalla forma dell'edificio, ma anche dalla collocazione relativa tra superficie ricevente e edificio, in relazione al percorso solare.

L'assetto che garantisce la massima producibilità annuale (548,54 MWh e 1235,44 kWh/kWp, dalla *Tabella 7.4*) non è scontato sia il più conveniente anche da un punto di vista economico. Vi sono infatti diversi fattori da tenere in considerazione, tra cui la maggior richiesta di energia elettrica nel periodo estivo che può portare alla scelta del relativo assetto, data anche la lieve differenza tra i due. Incrociare i dati ottenuti con le curve di richiesta di energia elettrica e con i costi della stessa (anche considerando che il surplus elettrico immesso in rete comporta una riduzione dei prezzi dell'energia), magari pensando a un accoppiamento con delle batterie, sicuramente porterebbe ad una scelta più ponderata. Considerando i risultati ottenuti e in particolare gli scostamenti minimi tra l'assetto che massimizza la produzione annuale e gli altri assetti, visibili in *Tabella 7.4*, la mia personale opinione, riguardo la scelta del miglior impianto tra quelli analizzati, ricade sull'assetto che massimizza la producibilità annua.

Prendendo in considerazione le assunzioni fatte riguardanti:

- la definizione delle superfici ombreggianti,
- l'omissione della componente riflessa della radiazione,
- il modulo considerato totalmente ombreggiato nel caso in cui anche solo una cella di esso è in ombra,

è ragionevole pensare, a parità delle altre considerazioni, che i risultati ottenuti siano sottostimati, viceversa, riflettendo riguardo le assunzioni relative a:

- il tempo di esercizio (non sono stati considerati tempi di fuori-esercizio per manutenzione o guasti),
- l'inerzia termica, (non è stata presa in considerazione),

i risultati in termini di producibilità potrebbe essere sovrastimati. Dal mio punto di vista, le assunzioni fatte si possono ritenere accettabili e non tali da compromettere i risultati ottenuti, i quali possono essere considerati attendibili.

Personalmente, considerando che questo elaborato è finalizzato a un dimensionamento di massima dell'impianto, ritengo che i valori, in termini di incidenza dell'ombreggiamento e di conseguenza di producibilità, sono tali da motivare uno studio più approfondito, (magari analizzando l'impianto variando i componenti, il collegamento dei moduli, l'inclinazione e l'azimut della superficie ricevente) che darà l'eventuale conferma di fattibilità e convenienza di questo intervento anche da un punto di vista economico.

In tempi in cui gli stili di vita stanno diventando sempre più energivori, è indispensabile fare in modo che la produzione energetica derivi il più possibile da fonti rinnovabili e a impatto zero o quasi sull'ecosistema. La tecnologia fotovoltaica si presta in modo ottimale a questo intento, infatti, oltre ad essere "pulita", essa non ha parti in movimento, il che si riflette sulla manutenzione e ha costi operativi bassi e la possibilità di un utilizzo modulare. Tutti questi fattori, insieme all'abbondanza della fonte energetica, vanno a compensare la bassa efficienza rispetto agli altri metodi di generazione dell'energia elettrica [11]. Una volta risolto il problema riguardante la stabilità della rete in merito alla quantità di energia elettrica immessa da fonti non programmabili, sarà possibile, in una mia visione utopistica, sfruttare "ogni" superficie per la generazione fotovoltaica.

8 APPENDICI

8.1 APPENDICE A: Edifici considerati e relative superfici ombreggianti

In questa appendice verranno presentati tutti gli edifici considerati nel computo delle ombre, incluse eventuali considerazioni e/o semplificazioni riguardanti l'edificio. Le immagini fanno riferimento alla modellazione dell'edificio e delle superfici ombreggianti ad esso correlate.

Complesso 1

Situato all'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Enrico Berlinguer, esso è composto da 3 edifici, l'Istituto Finanziario Veneto Romagnolo e due condomini. L'altezza dell'edificio viola è stata misurata al cornicione, mentre la componente relativa al tetto è stata calcolata a partire da un'ipotesi di inclinazione falde pari a 24° . Per gli altri due edifici tutte le altezze sono state misurate.



Figura 8.1: vista tratta dal modello del complesso 1.

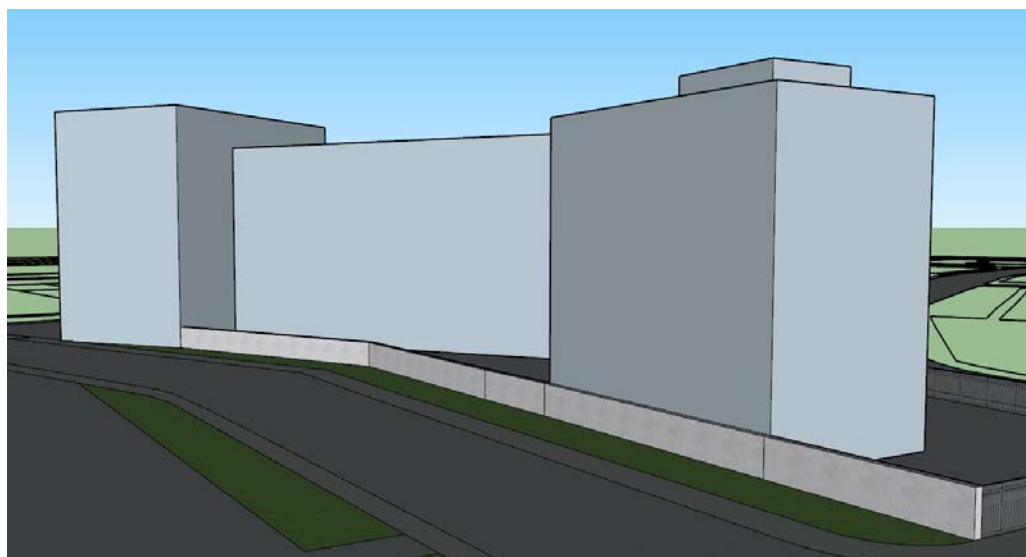


Figura 8.2: superfici ombreggianti considerate per il complesso 1.

Complesso 2

È un complesso adibito a uffici e attività commerciali. In questo caso è stata misurata l'altezza dell'edificio centrale e quella dei due edifici laterali, mentre sono state ipotizzate le dimensioni dei due vani così come la "sporgenza" degli stessi rispetto a parapetto.



Figura 8.3: vista tratta dal modello del complesso 2.

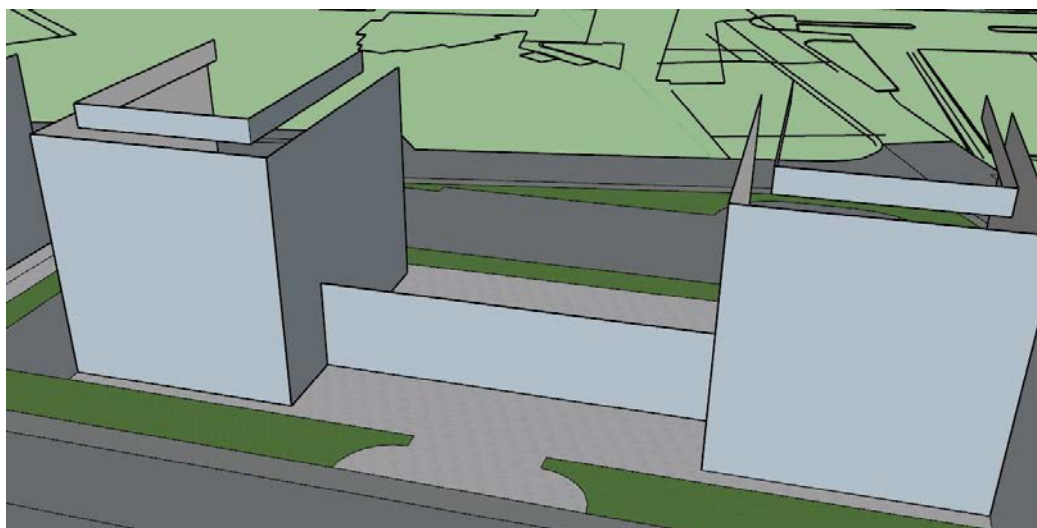


Figura 8.4: superfici ombreggianti considerate per il complesso 2.

Complesso 3

Formato da due edifici destinati a uffici. Per quanto riguarda l'edificio nero è stata misurata l'altezza fino al parapetto mentre sono state ipotizzate le dimensioni dei due vani così come la "sporgenza" degli stessi rispetto a parapetto, inoltre sono state fatte semplificazioni a livello di pareti verticali. L'altezza dell'edificio più in prossimità della strada è stata misurata fino al cornicione mentre è stata ipotizzata una inclinazione delle falde pari a 20° .



Figura 8.5: vista tratta dal modello del complesso 3.

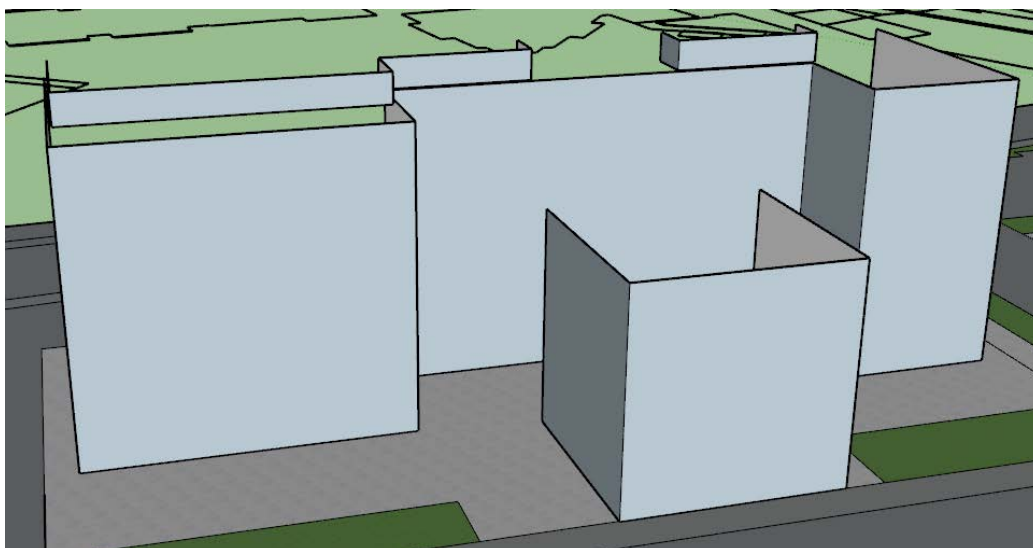


Figura 8.6: superfici ombreggianti considerate per il complesso 3.

Complesso 4

Comprende diversi edifici tuttavia sono stati presi in considerazione per il computo delle ombre solo quelli che costituiscono la sagoma, poiché gli altri non contribuivano ad alcun tipo di ombreggiamento data l'altezza e la posizione degli stessi. Tutte le altezze di questi edifici sono state rilevate tramite strumento.



Figura 8.7: vista tratta dal modello del complesso 4.

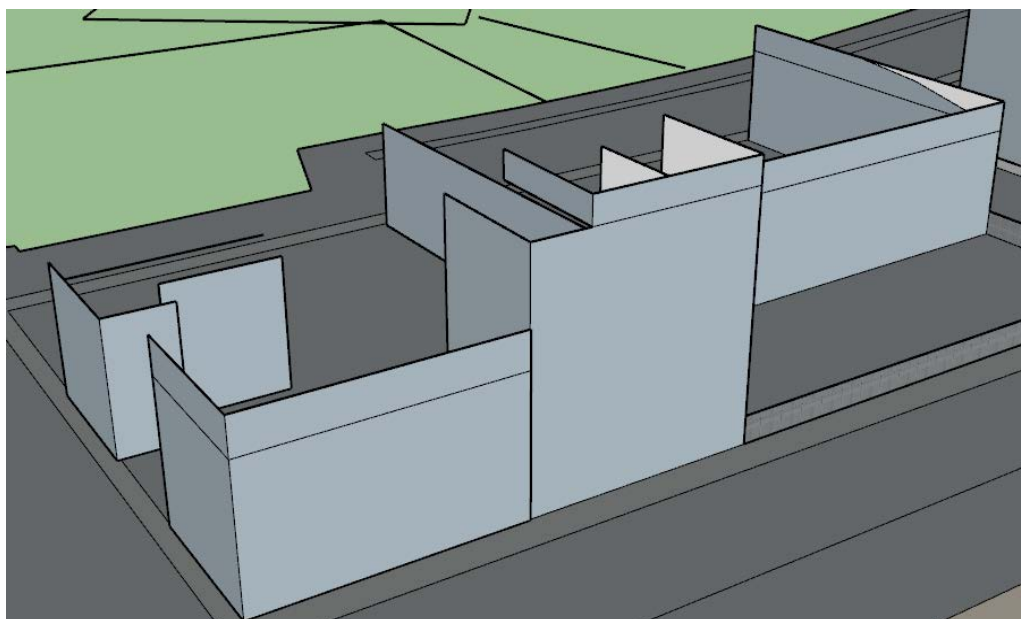


Figura 8.8: superfici ombreggianti considerate per il complesso 4.

Complesso 5

Comprende i tre edifici posti all'incrocio tra Via Niccolò Tommaseo e Via Ugo Bassi. L'edificio bianco non è stato considerato nel computo delle ombre. È stata rilevata l'altezza fino al cornicione e l'altezza massima dell'edificio arancione a destra, dalle quali è stato possibile ricavare l'inclinazione della falda (pari a 24°) utilizzata poi come inclinazione degli altri due edifici.

Per l'edificio giallo l'ombra generata dalla superficie ombreggiante è superiore a quella della superficie reale, tuttavia l'ombra impatta la tavola solo a ridotti angoli di altezza solare, motivo per cui non si è ritenuto che questa discrepanza possa incidere in maniera sostanziale nel calcolo di producibilità.



Figura 8.9: vista tratta dal modello del complesso 5.

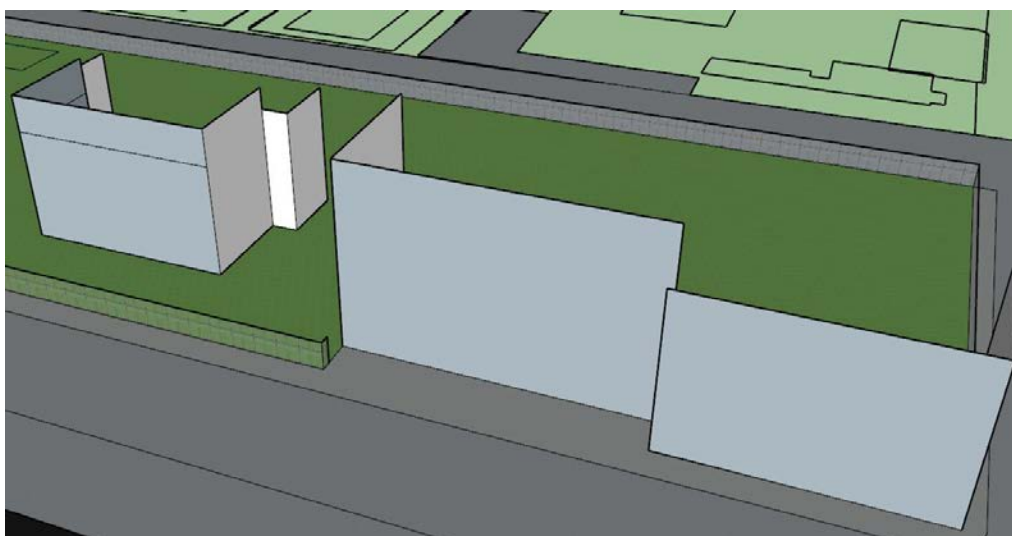


Figura 8.10: superfici ombreggianti considerate per il complesso 5.

Complesso 6

Costituito da due edifici, l'edificio San Gallo e l'edificio Prestitalia. Sono state rilevate le due misure di altezza per quanto riguarda l'edificio San Gallo, mentre per l'altro edificio è stata rilevata l'altezza al cornicione e ipotizzata un'inclinazione di falda pari a 24° .

Come nel caso precedente l'ombra generata dalla superficie reale è inferiore a quella generata dalla superficie ombreggiante considerata.

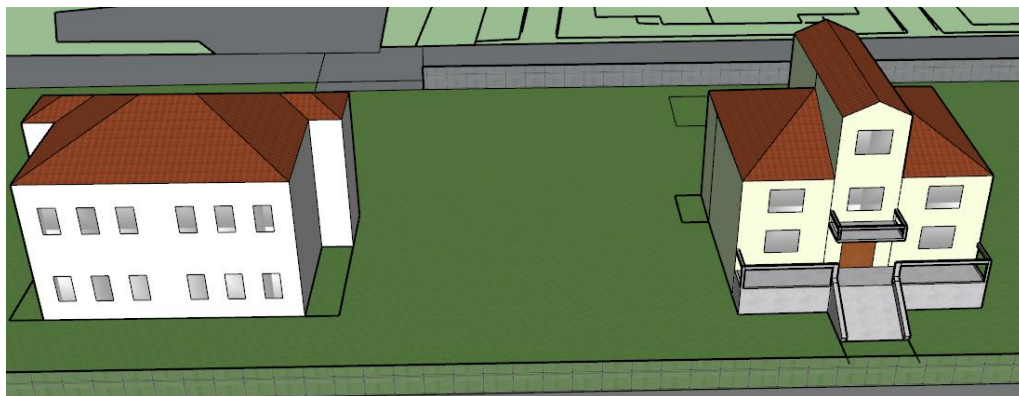


Figura 8.11: vista tratta dal modello per il complesso 6.

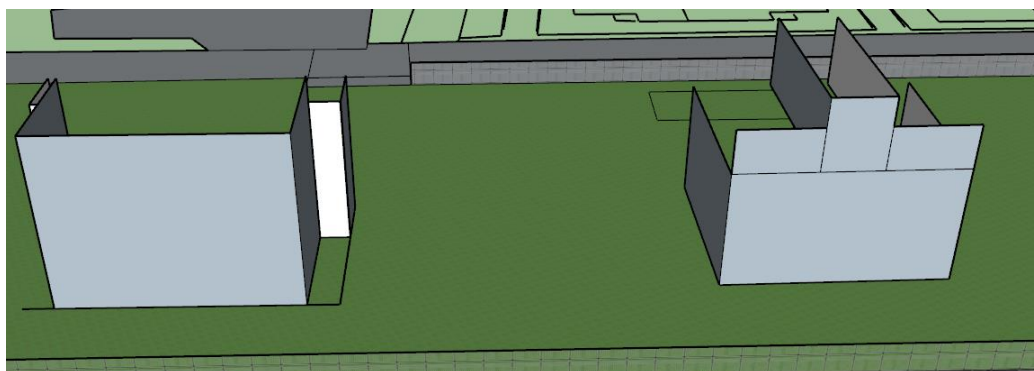


Figura 8.12: superfici ombreggianti considerate per il complesso 6.

Complesso 7

Sono state eseguite le rilevazioni al cornicione di tutti gli edifici. Dell'edificio arancione è stato possibile misurare anche l'altezza massima e quindi calcolare l'inclinazione di falda utilizzata poi nell'edificio nero. L'inclinazione di falda assunta per le case al centro è pari a 10° .

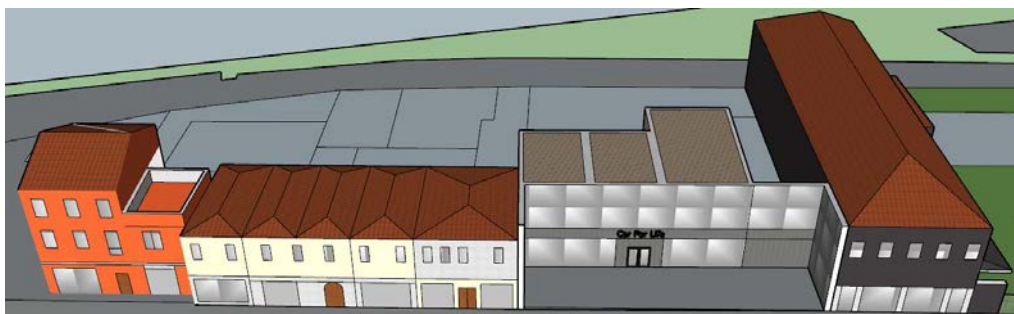


Figura 8.13: vista tratta dal modello per il complesso 7.

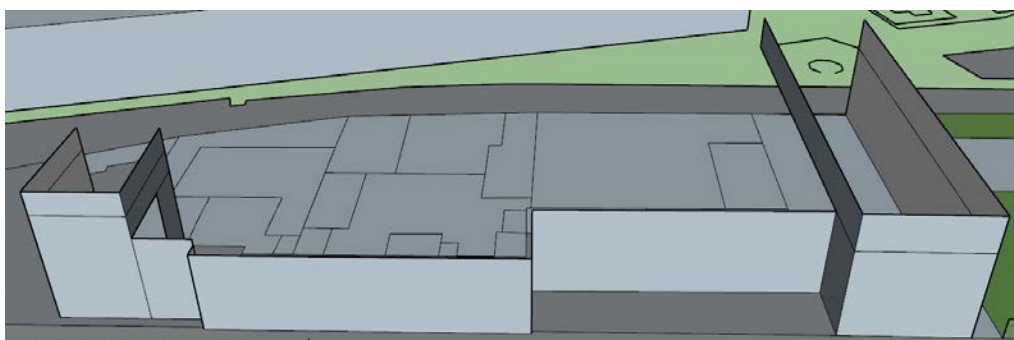


Figura 8.14: superfici ombreggianti considerate per il complesso 7.

Complesso 8

Sono state rilevate l'altezza al cornicione e l'altezza massima dell'edificio. Da queste due altezze e dalle planimetrie è stato possibile calcolare l'inclinazione delle falde del tetto.



Figura 8.15: vista tratta dal modello per il complesso 8.

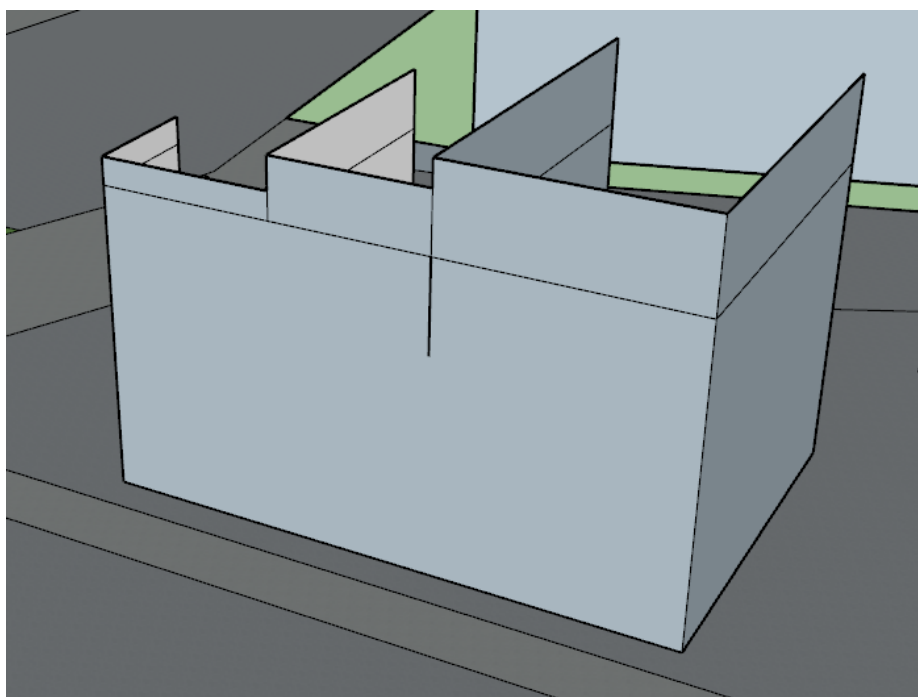


Figura 8.16: superfici ombreggianti considerate per il complesso 8.

Complesso 9

Sono i due edifici di interesse del complesso di Psicologia. Per la rilevazione delle altezze si è optato per la misurazione dell'altezza di un piano per poi moltiplicarla per il numero di piani.

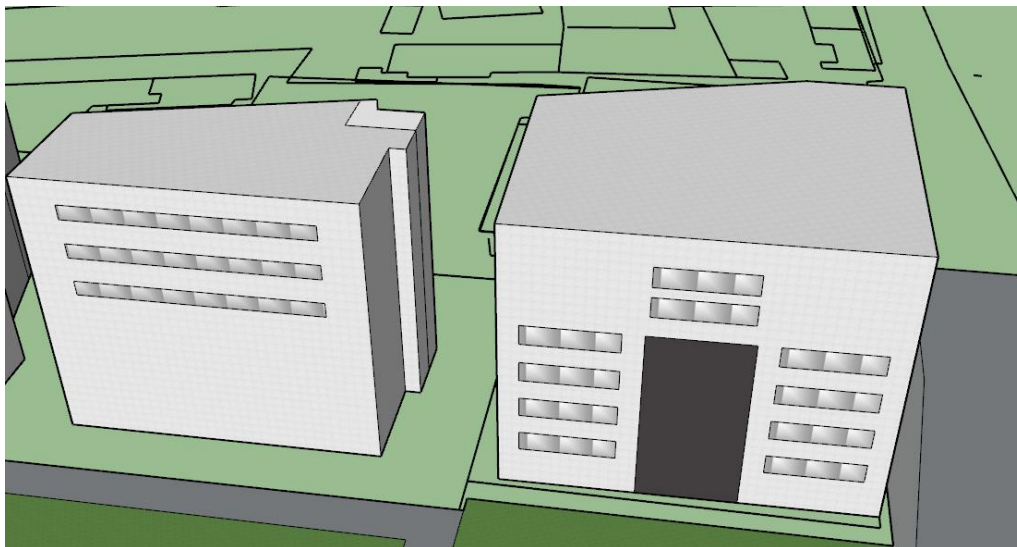


Figura 8.17: vista tratta dal modello per il complesso 9.

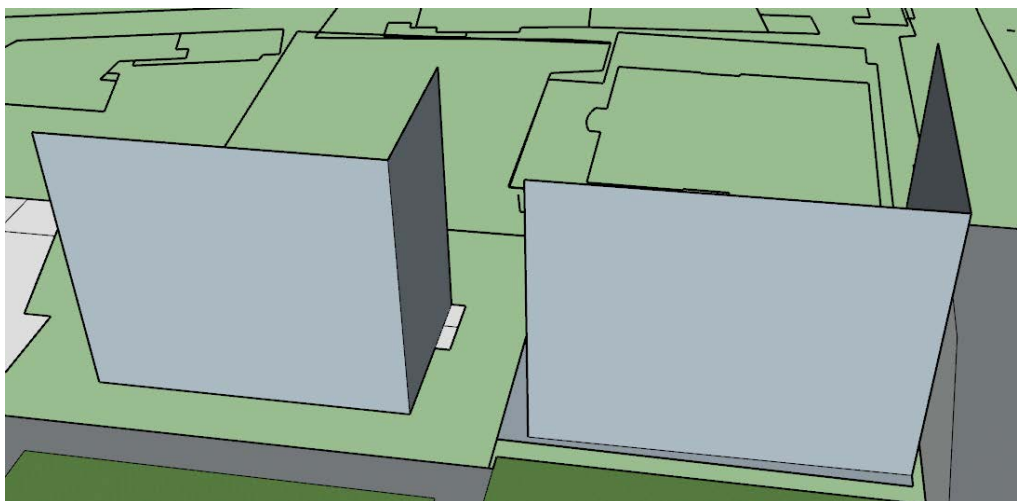


Figura 8.18: superfici ombreggianti considerate per il complesso 9.

Complesso 10

In questo caso è stato possibile rilevare tutte le altezze.

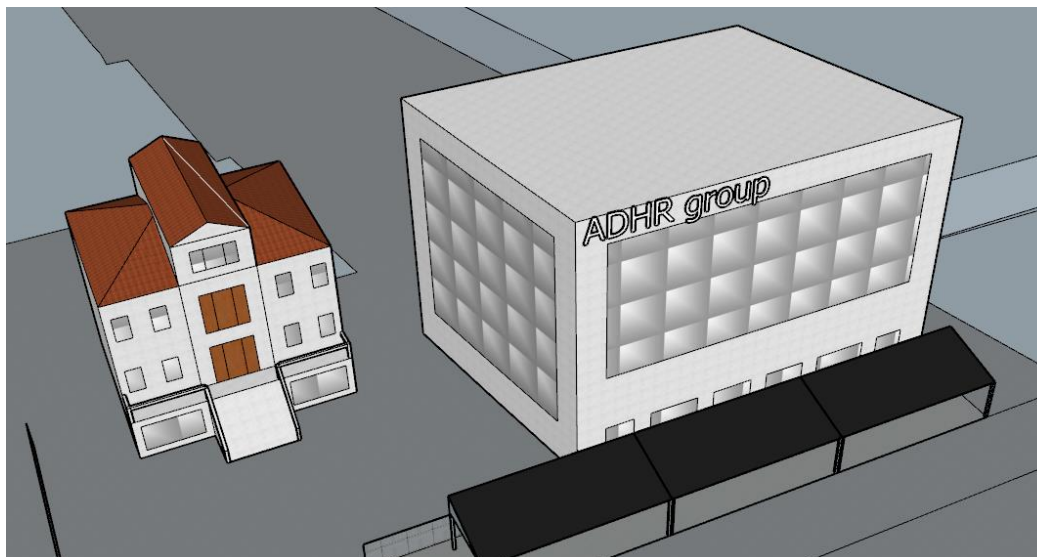


Figura 8.19: vista tratta dal modello per il complesso 10.

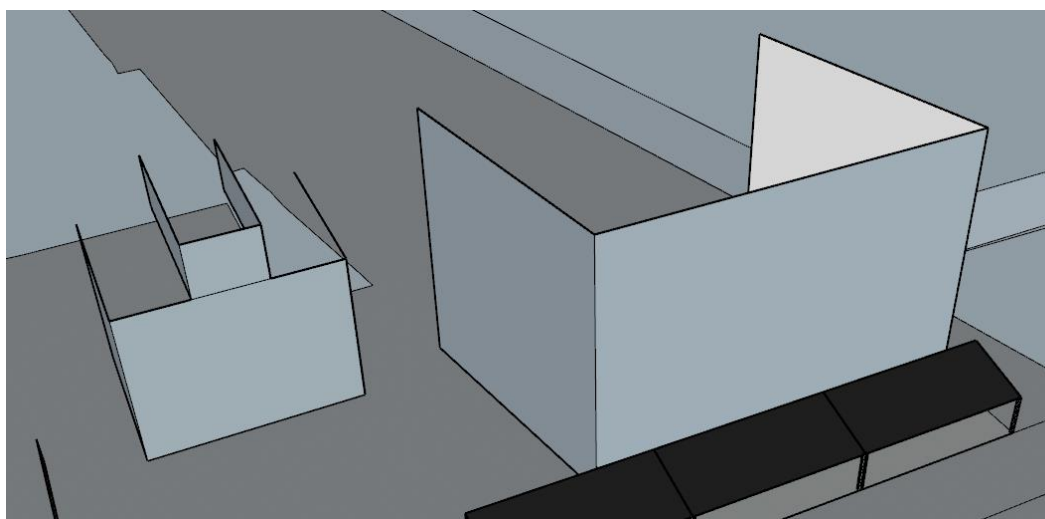


Figura 8.20: superfici ombreggianti considerate per il complesso 10.

Complesso 11

È stata rilevata con facilità l'altezza dell'edificio mentre sono state fatte delle approssimazioni per quanto riguarda l'albero. Nel momento in cui sono state fatte le rilevazioni l'altezza dell'albero era prossima a quella dell'edificio. In ottica cautelativa è stato ritenuto opportuno modellare l'albero come un cilindro la cui altezza coincide con l'altezza dell'edificio.

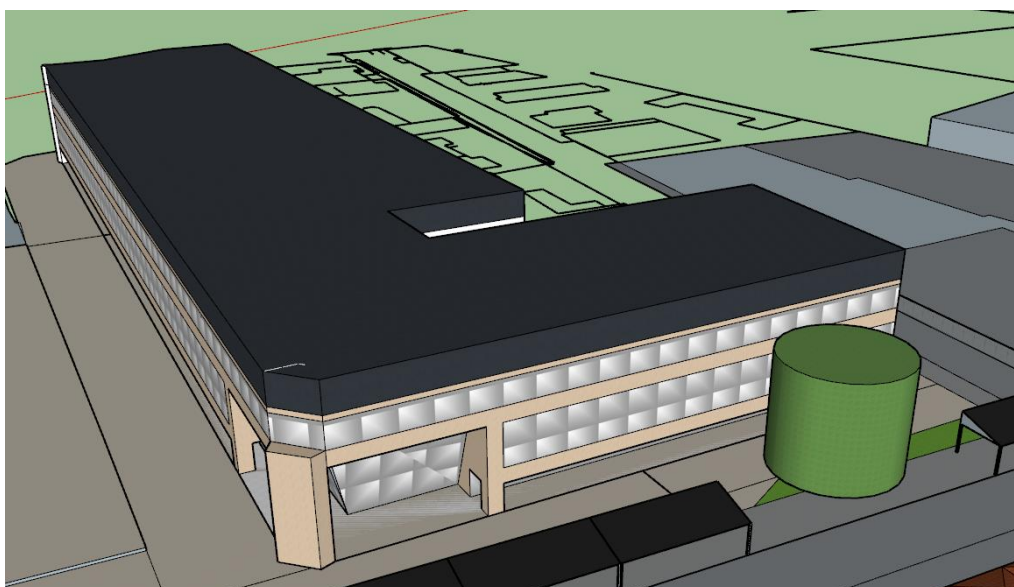


Figura 8.21: vista tratta dal modello per il complesso 11.

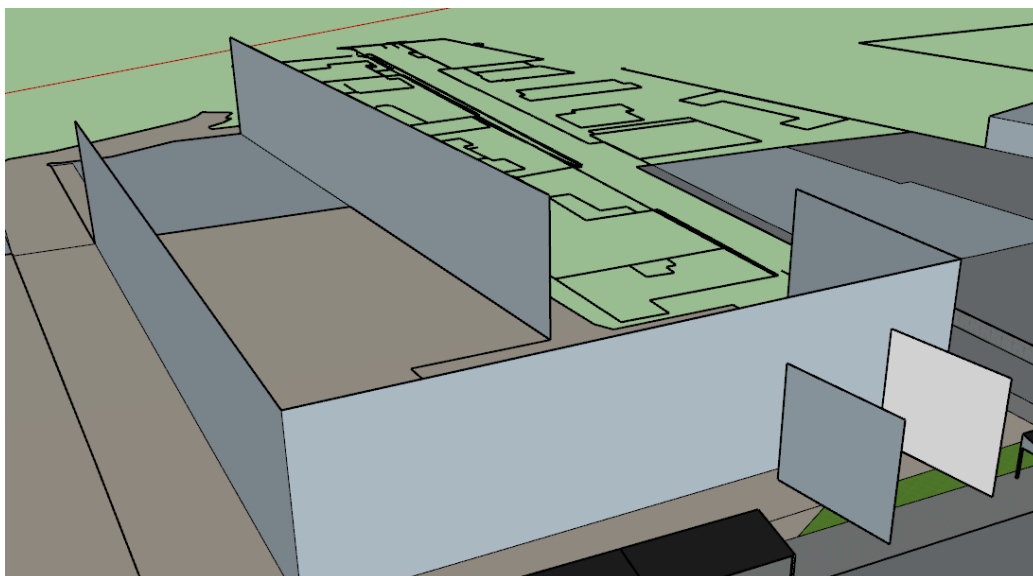


Figura 8.22: superfici ombreggianti considerate per il complesso 11.

Complesso 12

Comprende l'hotel NH Mantegna. Per limitazioni di gittata dello strumento, l'altezza è stata calcolata misurando l'altezza del piano terra e del primo piano, sommando poi la prima con la seconda moltiplicata per il numero di piani dei tre edifici. Nel computo delle superfici ombreggianti sono state inserite solamente le superfici che effettivamente ombreggiano la superficie fotovoltaica.

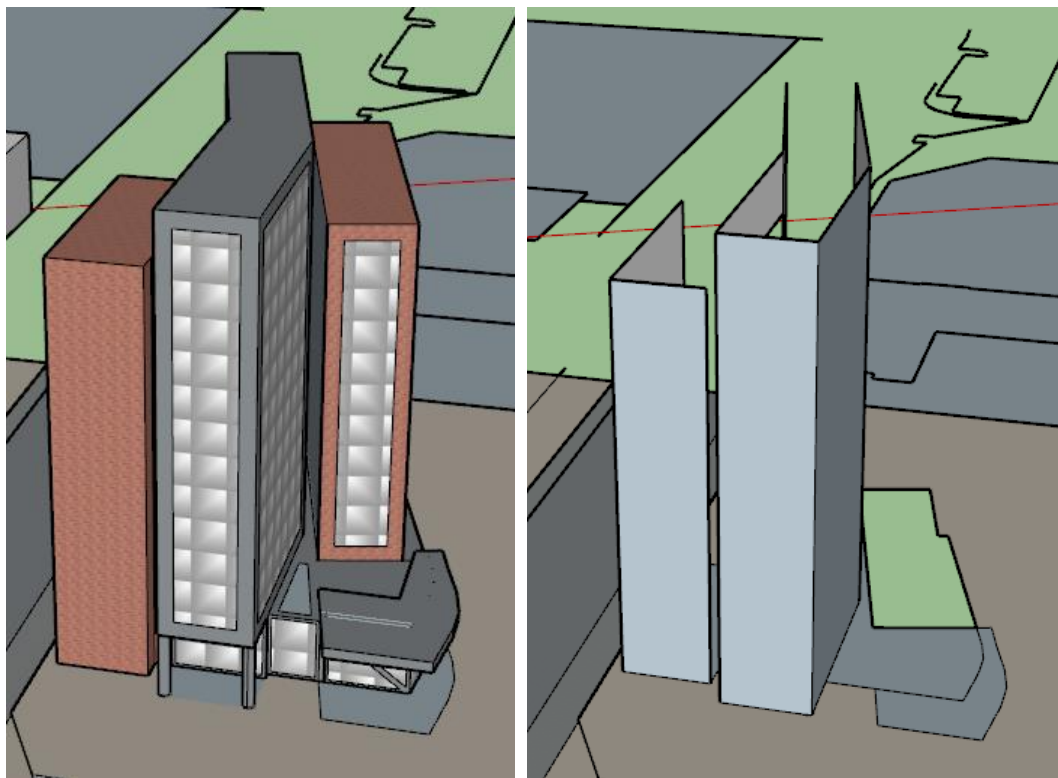


Figura 8.23: a sinistra: la vista tratta dal modello per il complesso 12; a destra le superfici ombreggianti considerate.

Complesso FIERA

È stato possibile rilevare tutte le altezze. Sono stati trascurati gli elementi decorativi sulle pareti della fiera e all'ingresso della stessa, e le ombre dovute alle coperture inclinate dei paglioni 15 e 1. Non sono stati considerati le coperture poiché data la posizione delle tavole e del complesso fiera in relazione al percorso solare, è sufficiente considerare le pareti.

Padiglione 7

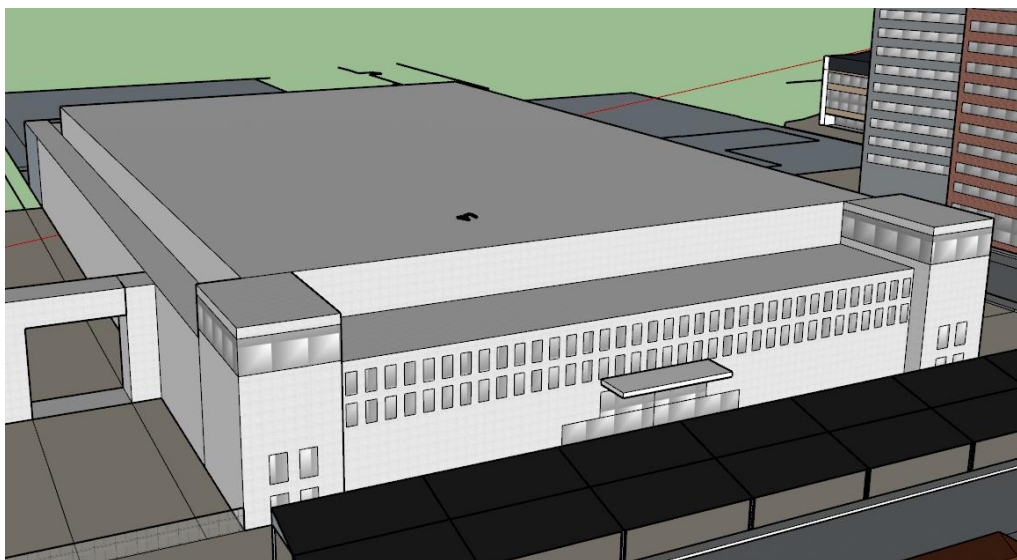


Figura 8.24: vista tratta dal modello per padiglione 7.

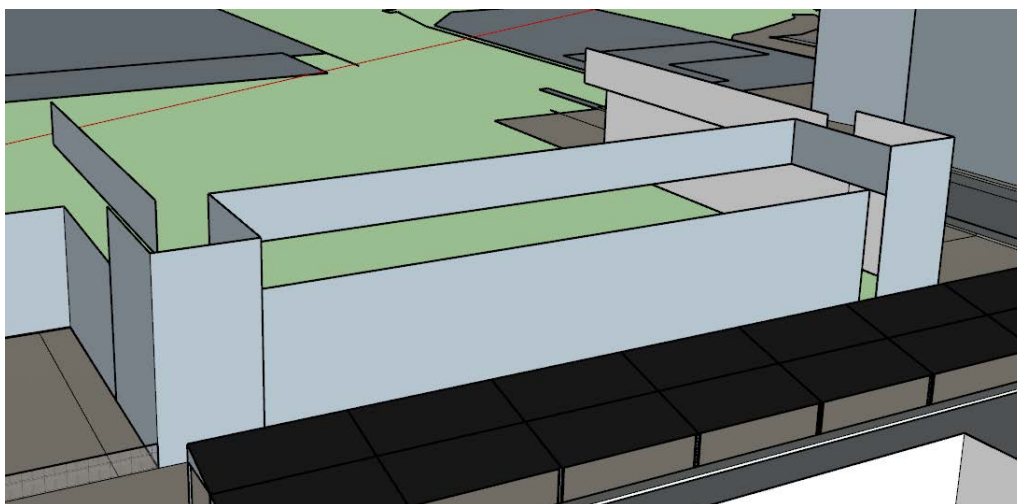


Figura 8.25: superfici ombreggianti considerate per il padiglione 7.

Padiglione 1 e 2



Figura 8.26: vista tratta dal modello del padiglione 1 e 2.

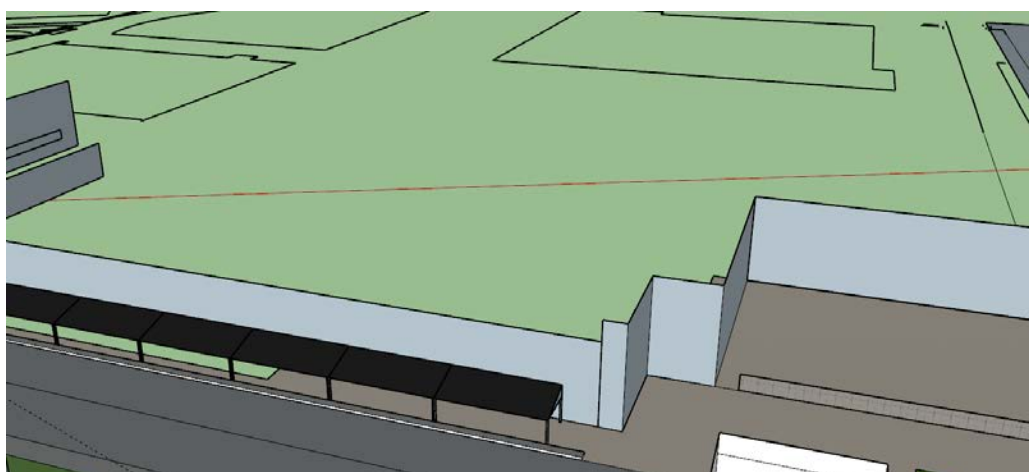


Figura 8.27: superfici ombreggianti considerate per i padiglioni 1 e 2.

Padiglione 15 e Ingresso Fiera.

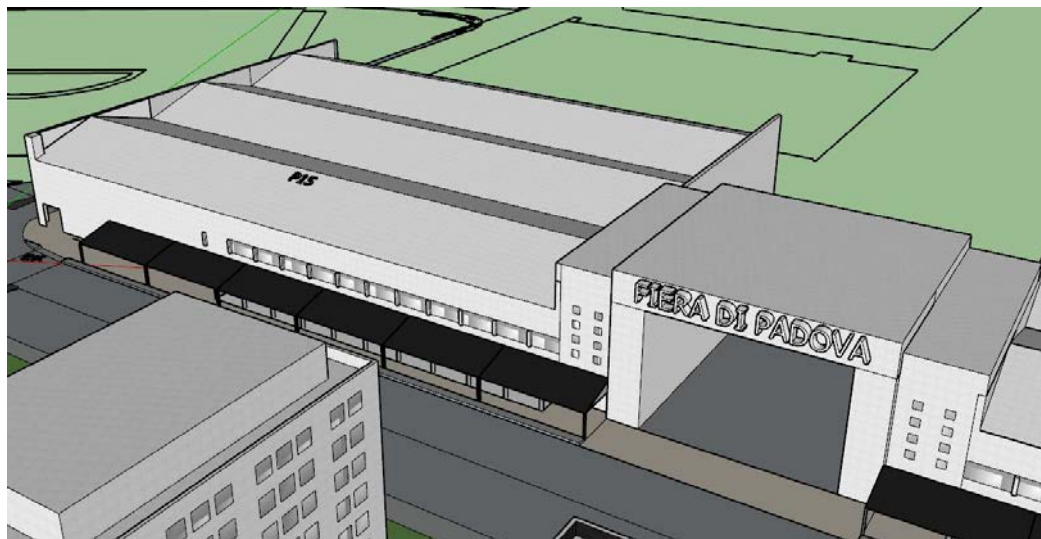


Figura 8.28: vista tratta dal modello del padiglione 15 e dell'ingresso fiera.

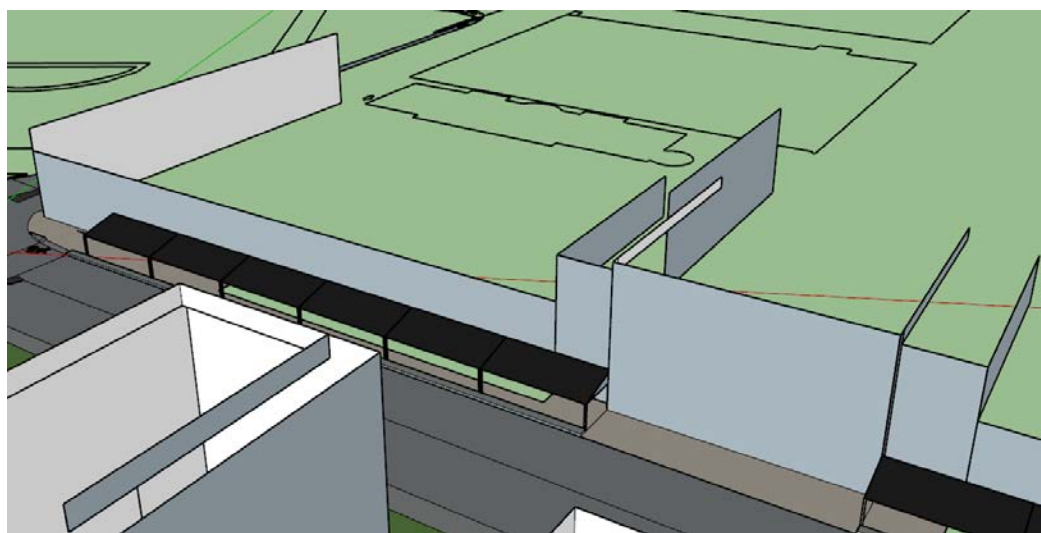


Figura 8.29: superfici ombreggianti considerate per il padiglione 15 e l'ingresso della fiera.

8.2 APPENDICE B: Coordinate Solari

Nomenclatura

α	altezza solare
β	angolo di inclinazione pannello
ω	angolo orario
ϑ_s	tempo solare
ϑ	tempo misurato
γ_s	azimut solare
γ	azimut del pannello
ϕ	latitudine
δ	declinazione
ψ	longitudine
i	angolo di incidenza
n	numero del giorno

La posizione di un punto P sulla superficie terrestre viene individuata da due coordinate angolari:

- Latitudine ϕ : distanza angolare di P dall'equatore, pari a 0° se P giace sull'equatore, positiva se P giace sull'emisfero Nord e negativa se P giace sull'emisfero Sud.
- Longitudine ψ : distanza angolare del meridiano passante per P dal meridiano di Greenwich, misurata all'equatore. Varia da 0 a 180° Est e da 0 a -180° Ovest.

Per identificare la posizione del Sole rispetto a un punto P è utile tracciare la congiungente Terra Sole, chiamando il punto di intersezione di tale congiungente con la superficie terrestre S. Si identifica a questo punto un'altra coppia di coordinate angolari:

- Declinazione δ : distanza angolare di S dall'equatore, analoga della latitudine.
- Angolo orario ω : differenza tra la longitudine fissa del punto P e quella variabile del punto S.

$$\omega = \psi_P - \psi_S \quad (\text{B.1})$$

Declinazione

L'asse terrestre è inclinato di $23,45^\circ$ rispetto al piano dell'orbita e proprio questa inclinazione comporta la variazione della declinazione e quindi anche la variazione del numero di ore di luce giornaliere e il succedersi delle stagioni. Di seguito, *Equazione B.2*, è riportata la formula per il calcolo della declinazione e il suo andamento in funzione del numero del giorno dell'anno n .

$$\delta = 23,45^\circ * \sin\left(360^\circ * \frac{284 + n}{365}\right) \quad (\text{B.2})$$

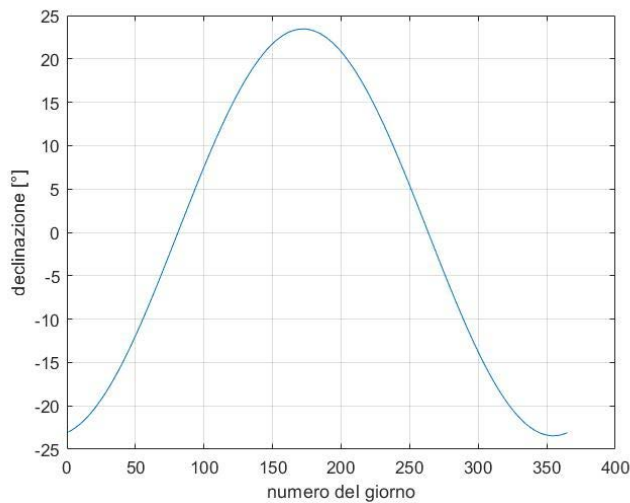


Figura 8.30: andamento della declinazione durante l'anno.

Angolo orario

Nel giorno medio di 24 ore l'angolo orario varia di 360° , cioè di 15° all'ora, mentre la differenza temporale relativa alla differenza di 1° di longitudine è di 4 minuti.

È necessario distinguere il giorno solare vero dal giorno solare medio misurato. Il primo viene definito come l'intervallo temporale tra due passaggi successivi del sole sul meridiano del luogo e, data la non uniformità del moto di rotazione, non corrisponde al giorno solare medio misurato. La *Formola B.3* mette in relazione il tempo solare vero con quello medio misurato, espressi in minuti ed è la seguente:

$$\vartheta_S - \bar{\vartheta} = 4(\psi_P - \psi_{rif}) + E \quad (B.3)$$

Dove:

$\vartheta_S - \bar{\vartheta}$ differenza temporale espressa in minuti tra tempo solare e tempo medio. Nel caso in cui ci si trovi nel periodo dell'anno in cui vige l'ora legale, $\bar{\vartheta}$ utilizzato nella formola differisce da quello indicato dall'orologio secondo la *Formola B.4*:

$$\vartheta = \vartheta_{orologio} - 1h \quad (B.4)$$

4 fattore di conversione [min/°], differenza temporale relativa alla differenza di 1° di longitudine

ψ_P longitudine del luogo [°]

ψ_{rif} longitudine di riferimento per la determinazione del fuso orario del luogo, pari a 15° per le latitudini italiane, [°]

E equazione del tempo [min]

L'equazione del tempo tiene conto degli anticipi e ritardi causati dal moto non uniforme della Terra ed è espressa come:

$$E = 229.2[0.000075 + 0.001868\cos B - 0.032077\sin B - 0.014615 \cos(2B) - 0.04089\sin(2B)] \quad (B.5)$$

Dove il termine B (espresso in gradi) è calcolato come: $B = 360 \frac{n-1}{365}$

L'andamento di E è rappresentato in *Figura 8.31* [4] [5].

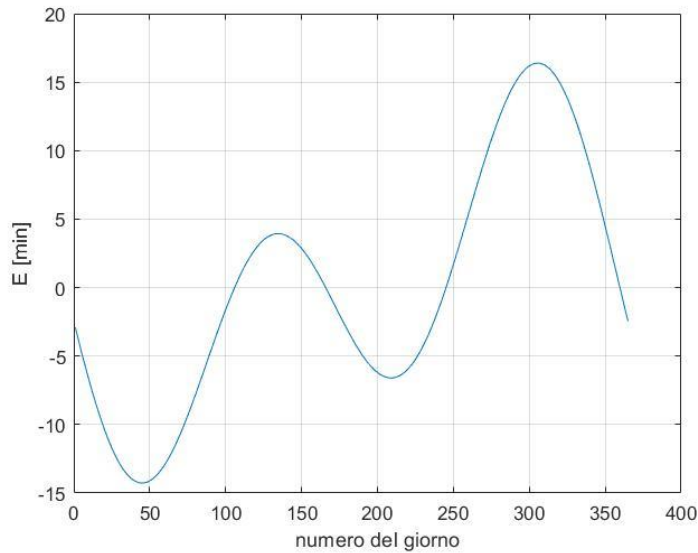


Figura 8.31: andamento del fattore E durante l'anno.

L'angolo orario ω (espresso in gradi) è calcolato come:

$$\omega = 15(\vartheta_s - 12) \quad (\text{B.6})$$

Dove:

15 variazione oraria dell'angolo orario [$^{\circ}/\text{h}$]

ϑ_s tempo solare vero espresso in ore [h]

12 fattore correttivo necessario poiché l'angolo orario è nullo al mezzogiorno solare [h]

Coordinate terrestri

La posizione del sole è individuata univocamente dagli angoli di altezza solare α e azimut solare γ_s .

L'altezza solare è calcolabile secondo l'Equazione B.7:

$$\sin \alpha = \sin \delta * \sin \varphi + \cos \delta * \cos \omega * \cos \varphi \quad (\text{B.7})$$

Mentre l'azimut solare centrato al Sud e positivo verso Ovest, è definito dalle Equazioni B.8 e B.9 di seguito riportate.

$$\cos \gamma_s = \frac{\cos \delta \cos \omega \sin \varphi - \sin \delta \cos \varphi}{\cos \alpha} \quad (\text{B.8})$$

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha} \quad (\text{B.9})$$

[6] [4]

Angolo di incidenza

L'angolo di incidenza i dei raggi solari su una superficie comunque orientata e inclinata è definito come l'angolo formato dai raggi solari con la normale uscente dalla superficie. Esso è calcolabile tramite le equazioni di seguito riportate.

$$\cos i = T + U \cos \omega + V \sin \omega \quad (\text{B.10})$$

Dove le costanti (relative al giorno n -esimo) T , U e V sono calcolate come:

$$T = \sin \delta (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma) \quad (\text{B.11})$$

$$U = \cos \delta (\cos \varphi \cos \beta + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma) \quad (\text{B.12})$$

$$V = \cos \delta (\sin \beta \sin \gamma) \quad (\text{B.13})$$

Comparsa e scomparsa del sole su una superficie

È rilevante calcolare l'angolo orario tale per cui una superficie comunque orientata, venga investita dai raggi solari. Per farlo basterà calcolare l'angolo orario corrispondente al primo e l'ultimo istante in cui i raggi colpiscono la superficie. Essi incidono su una superficie comunque orientata e inclinata solo se sono verificate entrambe le condizioni:

- L'angolo di altezza solare α è maggiore di zero, cioè ci si trovi in istante compreso tra alba e tramonto. Per il calcolo degli angoli orari corrispondenti all'alba e al tramonto (uguali in modulo ma opposti in segno, negativo all'alba e positivo al tramonto) basterà porre $\alpha = 0$ nell'equazione relativa al calcolo dell'altezza solare ricavando poi ω_{at} .

$$\sin \alpha = 0 = \sin \delta * \sin \varphi + \cos \delta * \cos \omega * \cos \varphi \quad (\text{B.14})$$

$$\cos \omega_{at} = -\frac{\sin \delta \sin \varphi}{\cos \delta \cos \varphi} = -\text{tg } \delta \text{ tg } \varphi \quad (\text{B.15})$$

- L'angolo di incidenza i è minore di 90° . Per il calcolo degli angoli orari relativi al primo e ultimo istante in cui il raggio incide sulla superficie basterà porre $\cos i = 0$ nell'equazione relativa al calcolo dell'angolo di incidenza, ricavando poi i valori di ω_1 ω_2 (con $\omega_1 < \omega_2$).

$$\cos i = 0 = T + U \cos \omega + V \sin \omega \quad (\text{B.16})$$

$$\text{tg } \frac{\omega_{1,2}}{2} = \frac{-V \pm \sqrt{V^2 - (T^2 - U^2)}}{T - U} \quad (\text{B.17})$$

Una volta determinati i quattro valori degli angoli orari di interesse, è possibile definire i due angoli orari tali per cui, se ω è compreso tra quei due valori allora il sole incide sulla superficie.

L'angolo orario di comparsa è definito come:

$$\omega' = \max(\omega_1, -|\omega_{at}|) \quad (\text{B.18})$$

Mentre quello di scomparsa è definito come:

$$\omega'' = \min(\omega_2, |\omega_{at}|) \quad (\text{B.19})$$

[4] [7]

8.3 APPENDICE C: Tabelle dei giorni caratteristici

Le tabelle dei giorni caratteristici di ogni mese sono organizzate nel seguente modo:

- Prima colonna: ora solare, i cui minuti sono espressi in forma decimale (ad esempio 12,5 equivale alle 12:30).
- Seconda colonna: angolo orario espresso in gradi [°].
- Terza colonna: altezza solare espressa in gradi [°].
- Quarta colonna: azimut solare espresso in gradi [°], centrato al Sud e positivo verso Ovest.
- Quinta colonna: angolo di incidenza espresso in gradi [°].
- Sesta colonna: componente diretta della radiazione solare sul modulo, espressa in [W/m²].
- Settima colonna: componente diffusa della radiazione solare, espressa in [W/m²].
- Ottava colonna: temperatura ambiente, espressa in gradi centigradi [°C].

I vari parametri sono stati calcolati secondo le formule in *Appendice B*, mentre i valori relativi all'irraggiamento e alla temperatura ambiente provengono dal database di PV-GIS.

Gennaio

Tabella 8.1: tabella del giorno caratteristico di Gennaio.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
8,116667	-58,25	5,207383	-52,902	81,98181	16,459526	41	2,7
8,366667	-54,5	7,266753	-50,0515	79,26667	26,632062	54	3
8,616667	-50,75	9,240948	-47,1276	76,62106	37,9480151	63	3,2
8,866667	-47	11,12253	-44,1256	74,05285	50,0046055	71	3,5
9,116667	-43,25	12,90375	-41,0419	71,57076	61,9621174	78	3,8
9,366667	-39,5	14,57666	-37,8736	69,18442	73,9151183	85	4,1
9,616667	-35,75	16,1331	-34,6192	66,90441	85,5140494	91	4,3
9,866667	-32	17,56487	-31,2789	64,74228	96,4320813	96	4,6
10,11667	-28,25	18,86383	-27,8541	62,7105	106,827417	101	4,9
10,36667	-24,5	20,02204	-24,3483	60,82239	116,516934	105	5,1
10,61667	-20,75	21,03191	-20,7667	59,09196	125,333445	108	5,4
10,86667	-17	21,88647	-17,1166	57,53365	132,590623	111	5,6
11,11667	-13,25	22,57946	-13,4071	56,16198	139,211724	113	5,8
11,36667	-9,5	23,10559	-9,64926	54,99107	144,573434	115	6
11,61667	-5,75	23,46072	-5,85545	54,03411	149,175108	116	6,2
11,86667	-2	23,64195	-2,03938	53,30272	152,384703	117	6,4
12,11667	1,75	23,64781	1,784533	52,80637	154,150193	117	6,6
12,36667	5,5	23,47823	5,601585	52,55177	154,443278	117	6,7
12,61667	9,25	23,13463	9,397314	52,54245	153,259709	116	6,8
12,86667	13	22,61978	13,15799	52,77856	151,22429	115	6,9
13,11667	16,75	21,93776	16,87103	53,2568	147,762702	114	7
13,36667	20,5	21,09379	20,5254	53,97068	143,520606	112	7
13,61667	24,25	20,09406	24,11181	54,91094	137,388921	109	7
13,86667	28	18,94551	27,62287	56,06609	130,069044	105	7
14,11667	31,75	17,65569	31,05318	57,42304	121,685618	101	7
14,36667	35,5	16,23252	34,39922	58,96772	112,383564	97	6,9
14,61667	39,25	14,68413	37,65929	60,68562	101,837081	91	6,8
14,86667	43	13,01874	40,8333	62,56228	90,3136975	85	6,7
15,11667	46,75	11,24448	43,92263	64,58366	78,1130885	78	6,5
15,36667	50,5	9,369352	46,92994	66,73636	64,7738501	70	6,3
15,61667	54,25	7,401096	49,85891	69,00786	51,2283013	61	6,1
15,86667	58	5,34718	52,71414	71,38653	37,6634941	47	5,8
16,11667	61,75	3,214748	55,50098	73,86171	24,7381376	36	5,6
16,36667	65,5	1,010609	58,22538	76,42372	13,6149056	23	5,3

Febbraio

Tabella 8.2: tabella del giorno caratteristico di Febbraio.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
7,616667	-65,75	9,666588	-65,8441	81,01313	27,1802	54	3,5
7,866667	-62	12,04036	-62,9547	77,97615	44,3718995	66	3,9
8,116667	-58,25	14,35296	-59,9886	74,97916	64,0150935	77	4,2
8,366667	-54,5	16,5964	-56,9361	72,02842	84,5413895	88	4,6
8,616667	-50,75	18,76211	-53,7878	69,13105	106,157059	97	5
8,866667	-47	20,84094	-50,5351	66,29512	127,844201	106	5,3
9,116667	-43,25	22,82314	-47,1698	63,52987	149,319974	114	5,7
9,366667	-39,5	24,69834	-43,6851	60,84585	170,506356	121	6
9,616667	-35,75	26,4557	-40,0757	58,25514	190,987961	128	6,3
9,866667	-32	28,08389	-36,338	55,77153	210,372835	133	6,5
10,11667	-28,25	29,57137	-32,4713	53,41069	228,296751	138	6,7
10,36667	-24,5	30,9065	-28,4773	51,19025	244,427197	142	7
10,61667	-20,75	32,07788	-24,3617	49,12985	259,775727	146	7,2
10,86667	-17	33,07466	-20,1335	47,25096	272,872931	149	7,4
11,11667	-13,25	33,88691	-15,8059	45,57651	284,182193	152	7,5
11,36667	-9,5	34,50603	-11,3959	44,13019	293,563651	154	7,7
11,61667	-5,75	34,92516	-6,92381	42,93539	300,902284	155	7,9
11,86667	-2	35,13944	-2,413	42,01385	306,109019	156	8
12,11667	1,75	35,14637	2,111511	41,38405	309,121606	157	8,2
12,36667	5,5	34,94586	6,624025	41,05955	309,905242	157	8,3
12,61667	9,25	34,54026	11,0994	41,04766	308,452931	156	8,5
12,86667	13	33,93428	15,51426	41,34865	304,785604	156	8,6
13,11667	16,75	33,13465	19,84793	41,95573	298,951967	154	8,7
13,36667	20,5	32,14988	24,0832	42,85576	291,028095	152	8,8
13,61667	24,25	30,98981	28,20667	44,0306	280,39781	149	8,9
13,86667	28	29,66525	32,20892	45,45868	268,645187	146	8,9
14,11667	31,75	28,18757	36,08427	47,11668	254,509823	142	8,9
14,36667	35,5	26,56839	39,83051	48,9809	238,240733	137	8,9
14,61667	39,25	24,81929	43,44842	51,02833	220,127639	132	8,8
14,86667	43	22,9516	46,94126	53,23735	200,497977	125	8,7
15,11667	46,75	20,97621	50,31429	55,58821	179,713511	118	8,6
15,36667	50,5	18,90351	53,57432	58,06309	157,637587	110	8,3
15,61667	54,25	16,74329	56,72927	60,64619	134,315163	100	8,1
15,86667	58	14,50476	59,78788	63,32358	110,890972	90	7,8
16,11667	61,75	12,19652	62,75947	66,08307	86,3527063	78	7,5
16,36667	65,5	9,82659	65,65368	68,91398	62,5998338	65	7,2
16,61667	69,25	7,402474	68,48039	71,807	39,964023	45	6,8
16,86667	73	4,931199	71,24961	74,75395	21,5631049	30	6,5

Marzo

Tabella 8.3: tabella del giorno caratteristico di Marzo.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
6,616667	-80,75	4,7431	-81,6923	89,79196	0,526500254	46	6,4
6,866667	-77	7,337826	-78,9742	86,60571	11,36773732	67	6,8
7,116667	-73,25	9,908489	-76,2171	83,42898	26,43441776	83	7,3
7,366667	-69,5	12,44869	-73,4096	80,2658	44,63653228	98	7,8
7,616667	-65,75	14,95164	-70,5397	77,12045	64,86453139	111	8,4
7,866667	-62	17,41007	-67,5954	73,99761	86,56270751	124	8,9
8,116667	-58,25	19,81618	-64,5647	70,90245	109,2772884	136	9,4
8,366667	-54,5	22,16148	-61,4348	67,84077	132,3908581	146	10
8,616667	-50,75	24,43678	-58,1935	64,81917	155,298941	156	10,4
8,866667	-47	26,63207	-54,8283	61,84525	178,3610243	164	10,9
9,116667	-43,25	28,73648	-51,3272	58,92783	200,7696558	172	11,3
9,366667	-39,5	30,73826	-47,6793	56,0772	222,6720952	179	11,6
9,616667	-35,75	32,62474	-43,8748	53,30544	243,2024714	185	11,9
9,866667	-32	34,38249	-39,9062	50,62678	262,6288753	190	12,2
10,11667	-28,25	35,99739	-35,7687	48,05797	280,7189028	194	12,4
10,36667	-24,5	37,45487	-31,4617	45,61866	297,2580327	198	12,6
10,61667	-20,75	38,74031	-26,9891	43,33169	312,7791057	201	12,7
10,86667	-17	39,83943	-22,3604	41,22335	325,6793962	204	12,9
11,11667	-13,25	40,73891	-17,5915	39,32316	337,2826657	206	13
11,36667	-9,5	41,42696	-12,7047	37,66335	346,7271606	208	13,1
11,61667	-5,75	41,89398	-7,72812	36,27752	354,7106118	209	13,2
11,86667	-2	42,13315	-2,69496	35,19853	359,5502618	210	13,3
12,11667	1,75	42,14088	2,358288	34,45558	362,8086156	211	13,4
12,36667	5,5	41,91707	7,393944	34,07092	364,4717203	211	13,5
12,61667	9,25	41,46506	12,37538	34,0568	362,8754887	211	13,7
12,86667	13	40,79148	17,26914	34,41368	359,6906435	211	13,8
13,11667	16,75	39,90575	22,04663	35,13016	354,1277045	210	13,9
13,36667	20,5	38,81953	26,68521	36,18466	347,0609324	209	13,9
13,61667	24,25	37,54608	31,16862	37,54837	336,9566367	207	14
13,86667	28	36,09961	35,48687	39,18861	325,5294554	204	14
14,11667	31,75	34,49476	39,63562	41,07174	312,109424	201	14,1
14,36667	35,5	32,74608	43,61539	43,16539	296,8584534	197	14
14,61667	39,25	30,86775	47,43062	45,43979	279,9617111	192	13,9
14,86667	43	28,87326	51,0887	47,86841	260,9550629	187	13,8
15,11667	46,75	26,77532	54,59921	50,42813	240,8032283	180	13,6
15,36667	50,5	24,58574	57,97313	53,09909	219,1580227	173	13,4
15,61667	54,25	22,31545	61,22235	55,86432	196,9652304	164	13,1
15,86667	58	19,97452	64,35922	58,70943	173,4724071	154	12,8
16,11667	61,75	17,5722	67,39623	61,62218	149,2390868	142	12,5
16,36667	65,5	15,117	70,34583	64,59214	124,8561917	130	12,1
16,61667	69,25	12,61679	73,2203	67,6104	100,5582577	116	11,7
16,86667	73	10,07886	76,03167	70,66929	76,46565914	100	11,3
17,11667	76,75	7,510021	78,79174	73,76213	53,6881376	84	10,9
17,36667	80,5	4,916707	81,51207	76,88306	32,9061857	59	10,5
17,61667	84,25	2,305036	84,20403	80,02687	16,4526953	40	10,1

Aprile

Tabella 8.4: tabella del giorno caratteristico di Aprile.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
6,116667	-88,25	7,912176	-95,4091	89,92663	0,202318	61	11,2
6,366667	-84,5	10,53756	-92,7683	86,78179	11,115486	76	11,6
6,616667	-80,75	13,16882	-90,1109	83,6199	25,780718	90	12
6,866667	-77	15,8003	-87,425	80,44467	43,491983	104	12,5
7,116667	-73,25	18,42617	-84,698	77,2597	63,513299	117	12,9
7,366667	-69,5	21,04032	-81,9166	74,06854	85,365557	129	13,4
7,616667	-65,75	23,63626	-79,0666	70,87477	108,77449	140	13,9
7,866667	-62	26,20697	-76,1326	67,68213	132,91065	150	14,3
8,116667	-58,25	28,74479	-73,0981	64,49459	157,16767	160	14,8
8,366667	-54,5	31,24124	-69,9452	61,31648	181,90907	168	15,2
8,616667	-50,75	33,68689	-66,6547	58,15267	206,84182	176	15,6
8,866667	-47	36,07114	-63,2058	55,00872	231,10105	182	16
9,116667	-43,25	38,38205	-59,5768	51,89116	254,88593	188	16,3
9,366667	-39,5	40,60611	-55,7448	48,8078	277,26511	194	16,5
9,616667	-35,75	42,72811	-51,6871	45,76814	299,25478	198	16,8
9,866667	-32	44,73093	-47,3813	42,78395	319,98919	202	16,9
10,11667	-28,25	46,59559	-42,808	39,86999	339,23545	205	17,1
10,36667	-24,5	48,30128	-37,952	37,04502	355,98041	208	17,2
10,61667	-20,75	49,82574	-32,8058	34,33307	372,42356	210	17,3
10,86667	-17	51,14588	-27,3724	31,76501	385,99731	212	17,4
11,11667	-13,25	52,23879	-21,6688	29,38035	398,22162	214	17,5
11,36667	-9,5	53,08309	-15,7284	27,22893	408,13614	215	17,5
11,61667	-5,75	53,66054	-9,60163	25,37153	415,63222	217	17,6
11,86667	-2	53,95769	-3,3546	23,87806	421,54255	217	17,7
12,11667	1,75	53,96732	2,935698	22,82099	424,91343	218	17,8
12,36667	5,5	53,68918	9,188099	22,26319	425,70852	218	17,8
12,61667	9,25	53,13007	15,32508	22,24257	424,84562	219	17,9
12,86667	13	52,30304	21,2797	22,7606	421,41314	218	18
13,11667	16,75	51,22606	27,0003	23,78184	415,44975	218	18,1
13,36667	20,5	49,92036	32,45239	25,24475	407,92688	217	18,2
13,61667	24,25	48,4088	37,61798	27,07711	397,11603	216	18,2
13,86667	28	46,71449	42,49318	29,20853	385,79944	215	18,3
14,11667	31,75	44,85976	47,08496	31,57741	371,44301	212	18,3
14,36667	35,5	42,86553	51,40796	34,13308	355,09896	210	18,2
14,61667	39,25	40,75093	55,48161	36,83531	336,95243	206	18,2
14,86667	43	38,53318	59,32789	39,65263	317,98001	202	18,1
15,11667	46,75	36,22762	62,96974	42,56057	296,8348	197	17,9
15,36667	50,5	33,84787	66,42992	45,54	274,56117	191	17,7
15,61667	54,25	31,40597	69,73038	48,5759	250,75674	184	17,5
15,86667	58	28,9126	72,89184	51,65631	226,4377	177	17,2
16,11667	61,75	26,37727	75,93367	54,77157	201,8932	168	16,9
16,36667	65,5	23,80851	78,87382	57,91376	176,35678	158	16,5
16,61667	69,25	21,21403	81,72893	61,07627	150,41356	146	16,2
16,86667	73	18,60088	84,51441	64,25347	125,10451	134	15,8
17,11667	76,75	15,97559	87,24459	67,44046	100,51455	121	15,4
17,36667	80,5	13,34431	89,93286	70,63286	76,935888	106	15
17,61667	84,25	10,71286	92,59181	73,82667	55,151729	90	14,7
17,86667	88	8,086908	95,23338	77,01816	35,493472	74	14,3
18,11667	91,75	5,472004	97,86898	80,20372	19,226437	52	14
18,36667	95,5	2,873687	100,5096	83,37981	7,9548121	35	13,7

Maggio

Tabella 8.5: tabella del giorno caratteristico di Maggio.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
5,866667	-92	11,90199	-104,782	87,96732	8,05158149	79	15,6
6,116667	-88,25	14,46118	-102,255	84,96491	22,9068673	93	16
6,366667	-84,5	17,04501	-99,7248	81,92849	40,9994228	106	16,3
6,616667	-80,75	19,64851	-97,1819	78,86194	61,4292419	118	16,7
6,866667	-77	22,26667	-94,6142	75,76887	84,0752388	130	17,1
7,116667	-73,25	24,89436	-92,0092	72,65261	108,233687	141	17,5
7,366667	-69,5	27,52626	-89,3533	69,5163	133,677393	152	17,8
7,616667	-65,75	30,15673	-86,6312	66,36295	159,975654	161	18,2
7,866667	-62	32,7797	-83,8259	63,19547	187,14344	170	18,6
8,116667	-58,25	35,38851	-80,9182	60,01678	213,891441	178	18,9
8,366667	-54,5	37,97572	-77,8862	56,82983	241,283208	185	19,2
8,616667	-50,75	40,53293	-74,7052	53,63775	267,98558	191	19,5
8,866667	-47	43,05044	-71,347	50,4439	294,217025	196	19,8
9,116667	-43,25	45,51698	-67,7791	47,25208	319,023821	201	20
9,366667	-39,5	47,9193	-63,9651	44,06667	343,457795	205	20,2
9,616667	-35,75	50,24172	-59,864	40,89298	366,627862	209	20,4
9,866667	-32	52,46561	-55,4309	37,73758	388,293737	212	20,5
10,11667	-28,25	54,56886	-50,6182	34,609	408,231398	214	20,7
10,36667	-24,5	56,52549	-45,3791	31,51861	427,087689	216	20,8
10,61667	-20,75	58,30536	-39,6719	28,48211	443,877867	218	20,9
10,86667	-17	59,8745	-33,4688	25,52191	458,429675	220	21
11,11667	-13,25	61,1962	-26,766	22,67095	470,594159	221	21
11,36667	-9,5	62,23325	-19,5963	19,97896	481,186899	222	21,1
11,61667	-5,75	62,95146	-12,0387	17,52208	489,197321	223	21,2
11,86667	-2	63,32411	-4,2204	15,41557	495,507915	224	21,2
12,11667	1,75	63,33622	3,693795	13,82262	499,114577	225	21,3
12,36667	5,5	62,98729	11,52396	12,9358	499,980841	225	21,4
12,61667	9,25	62,29139	19,10339	12,90228	499,073184	225	21,5
12,86667	13	61,2746	26,30193	13,72834	495,43024	226	21,5
13,11667	16,75	59,97073	33,03734	15,27459	490,054563	226	21,6
13,36667	20,5	58,41692	39,27401	17,3485	482,026906	225	21,7
13,61667	24,25	56,65	45,01357	19,78346	471,430249	225	21,7
13,86667	28	54,70418	50,28272	22,46071	458,374294	224	21,7
14,11667	31,75	52,60984	55,12235	25,30163	443,89855	223	21,7
14,36667	35,5	50,39327	59,57931	28,25488	427,212455	221	21,7
14,61667	39,25	48,07681	63,70115	31,28649	408,489873	219	21,7
14,86667	43	45,67929	67,53296	34,37341	387,926512	216	21,6
15,11667	46,75	43,21659	71,11603	37,49954	366,531481	212	21,5
15,36667	50,5	40,70211	74,48721	40,65324	342,917173	208	21,4
15,61667	54,25	38,14724	77,67906	43,8258	318,158785	202	21,3
15,86667	58	35,56175	80,72014	47,01052	291,837835	196	21,1
16,11667	61,75	32,95414	83,63547	50,20202	265,634297	189	20,9
16,36667	65,5	30,3319	86,44701	53,39585	237,91693	181	20,6
16,61667	69,25	27,70174	89,1741	56,58819	210,34938	172	20,4
16,86667	73	25,06975	91,83392	59,77564	182,729635	161	20,1
17,11667	76,75	22,44161	94,44181	62,95506	155,503712	150	19,8
17,36667	80,5	19,82266	97,01158	66,12349	128,715824	138	19,5
17,61667	84,25	17,21802	99,55583	69,27801	103,319462	125	19,2
17,86667	88	14,63272	102,0861	72,41572	78,8502959	110	18,9
18,11667	91,75	12,07173	104,6132	75,5336	56,7073604	95	18,6
18,36667	95,5	9,54006	107,147	78,62854	37,0677633	80	18,3
18,61667	99,25	7,042812	109,697	81,69722	20,9386118	63	17,9
18,86667	103	4,585241	112,2724	84,73606	9,08264649	43	17,6
19,11667	106,75	2,172803	114,8815	87,74119	2,28598344	28	17,3

Giugno

Tabella 8.6: tabella del giorno caratteristico di Giugno.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
5,616667	-95,75	12,39061	-110,427	88,53048	6,30870328	82	20,3
5,866667	-92	14,87639	-107,966	85,64663	21,1022765	95	20,3
6,116667	-88,25	17,39698	-105,514	82,71964	38,7777124	108	20,6
6,366667	-84,5	19,94768	-103,062	79,75377	58,8778734	120	21
6,616667	-80,75	22,52387	-100,6	76,7529	81,1194834	132	21,3
6,866667	-77	25,12093	-98,1182	73,72058	104,840401	143	21,6
7,116667	-73,25	27,73418	-95,6032	70,66006	129,819497	153	22
7,366667	-69,5	30,35878	-93,0421	67,57436	155,645517	162	22,3
7,616667	-65,75	32,98967	-90,4198	64,46628	181,899831	171	22,7
7,866667	-62	35,6214	-87,7193	61,33847	209,120599	179	23
8,116667	-58,25	38,24807	-84,921	58,19348	235,592457	186	23,3
8,366667	-54,5	40,86304	-82,0021	55,03378	262,476789	192	23,5
8,616667	-50,75	43,45883	-78,9361	51,86182	288,400565	198	23,8
8,866667	-47	46,02671	-75,6918	48,68014	314,284746	202	24
9,116667	-43,25	48,55645	-72,2326	45,49139	339,291986	206	24,3
9,366667	-39,5	51,03577	-68,5151	42,29849	362,427942	210	24,4
9,616667	-35,75	53,44982	-64,4884	39,10479	384,892889	213	24,6
9,866667	-32	55,78041	-60,0936	35,91428	406,567523	215	24,7
10,116667	-28,25	58,0052	-55,2636	32,732	425,651702	217	24,9
10,366667	-24,5	60,09671	-49,9253	29,5646	443,59797	219	25
10,616667	-20,75	62,02153	-44,0046	26,42133	460,310726	221	25
10,866667	-17	63,73979	-37,4368	23,31579	473,862051	222	25,1
11,116667	-13,25	65,20575	-30,184	20,26912	485,923259	223	25,2
11,366667	-9,5	66,37011	-22,2589	17,31612	496,432082	224	25,3
11,616667	-5,75	67,18485	-13,75	14,51774	504,364518	224	25,3
11,866667	-2	67,61057	-4,83499	11,98625	510,619081	225	25,4
12,116667	1,75	67,62444	4,232131	9,931101	514,178277	226	25,5
12,366667	5,5	67,22569	13,16581	8,699183	515,006439	226	25,5
12,616667	9,25	66,4358	21,70832	8,650905	514,084031	227	25,6
12,866667	13	65,29331	29,67603	9,803808	510,435431	227	25,7
13,116667	16,75	63,84591	36,97474	11,81041	505,076388	227	25,8
13,366667	20,5	62,14298	43,58744	14,31475	498,041393	227	25,8
13,616667	24,25	60,23062	49,5495	17,09774	487,460365	227	25,9
13,866667	28	58,14911	54,9244	20,0416	475,358684	227	25,9
14,116667	31,75	55,9323	59,78597	23,08263	461,810077	226	25,9
14,366667	35,5	53,60801	64,2076	26,18457	445,099098	225	25,9
14,616667	39,25	51,19892	68,25685	29,32553	427,207049	223	25,9
14,866667	43	48,72345	71,9933	32,49147	408,240169	221	25,9
15,116667	46,75	46,19667	75,46834	35,67288	386,683192	218	25,8
15,366667	50,5	43,63099	78,72573	38,86295	363,62909	214	25,8
15,616667	54,25	41,03678	81,80261	42,05656	340,057618	210	25,7
15,866667	58	38,42284	84,73045	45,24965	314,696544	204	25,5
16,116667	61,75	35,79674	87,53607	48,43882	289,250869	198	25,4
16,366667	65,5	33,16515	90,24242	51,62113	262,002356	191	25,2
16,616667	69,25	30,53404	92,86932	54,79392	235,219786	183	25
16,866667	73	27,90885	95,43402	57,95463	207,991498	174	24,8
17,116667	76,75	25,2947	97,95168	61,10083	180,742888	164	24,6
17,366667	80,5	22,69641	100,4358	64,23002	153,904795	153	24,3
17,616667	84,25	20,11868	102,8983	67,33969	127,523361	141	24
17,866667	88	17,56614	105,3504	70,42718	102,511413	128	23,7
18,116667	91,75	15,0434	107,802	73,48971	79,0041356	114	23,4
18,366667	95,5	12,55515	110,2625	76,52428	57,3261959	99	23,1
18,616667	99,25	10,10617	112,7405	79,52765	38,1698111	84	22,8
18,866667	103	7,701426	115,2441	82,4963	22,069737	69	22,4
19,116667	106,75	5,346055	117,781	85,42638	9,88774776	48	22,1
19,366667	110,5	3,04544	120,3585	88,31366	2,38366628	35	21,8

Luglio

Tabella 8.7: tabella del giorno caratteristico di Luglio.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
5,616667	-95,75	11,05746	-109,041	89,59394	1,90640919	66	22,6
5,866667	-92	13,56369	-106,545	86,6731	18,0482031	78	22,6
6,116667	-88,25	16,1025	-104,058	83,71115	38,120227	90	23
6,366667	-84,5	18,66906	-101,57	80,71237	61,328459	102	23,3
6,616667	-80,75	21,25858	-99,0697	77,68066	87,2643122	113	23,7
6,866667	-77	23,86627	-96,547	74,61957	115,373669	123	24
7,116667	-73,25	26,48725	-93,9893	71,53239	145,079987	133	24,4
7,366667	-69,5	29,11644	-91,383	68,42218	176,159232	142	24,7
7,616667	-65,75	31,74852	-88,713	65,29183	207,744308	151	25,1
7,866667	-62	34,37777	-85,9621	62,1441	240,166235	158	25,4
8,116667	-58,25	36,9979	-83,1108	58,98167	272,600224	165	25,8
8,366667	-54,5	39,60193	-80,1366	55,80721	304,592798	171	26,1
8,616667	-50,75	42,1819	-77,0137	52,62345	336,306057	177	26,4
8,866667	-47	44,72863	-73,7121	49,43327	367,438297	182	26,6
9,116667	-43,25	47,23136	-70,1969	46,23978	397,694071	186	26,8
9,366667	-39,5	49,67729	-66,4277	43,04654	426,056128	190	27
9,616667	-35,75	52,05111	-62,3581	39,85769	453,674416	193	27,2
9,866667	-32	54,33429	-57,9355	36,67836	478,794792	195	27,3
10,11667	-28,25	56,50446	-53,1021	33,51508	502,745551	198	27,5
10,36667	-24,5	58,53465	-47,7973	30,37659	524,533981	200	27,6
10,61667	-20,75	60,3928	-41,9634	27,27508	543,955803	201	27,7
10,86667	-17	62,04166	-35,5547	24,22827	561,741319	203	27,7
11,11667	-13,25	63,43971	-28,5519	21,26316	575,929406	204	27,8
11,36667	-9,5	64,54349	-20,9799	18,42256	588,226013	205	27,9
11,61667	-5,75	65,3119	-12,9241	15,7771	598,567244	206	28
11,86667	-2	65,71199	-4,53761	13,44542	604,95213	206	28
12,11667	1,75	65,72501	3,971625	11,62058	609,250833	207	28,1
12,36667	5,5	65,35032	12,37323	10,57034	611,444945	208	28,2
12,61667	9,25	64,60557	20,45652	10,53002	609,558752	208	28,3
12,86667	13	63,52293	28,06425	11,5103	605,571311	209	28,4
13,11667	16,75	62,14314	35,10637	13,28647	599,511645	209	28,5
13,36667	20,5	60,50967	41,55447	15,58759	589,491122	209	28,6
13,61667	24,25	58,66426	47,42548	18,21422	577,53587	209	28,7
13,86667	28	56,64449	52,7638	21,04296	562,78681	208	28,7
14,11667	31,75	54,48276	57,62676	24,0004	545,384937	207	28,8
14,36667	35,5	52,20636	62,07489	27,04211	526,38752	206	28,8
14,61667	39,25	49,83798	66,16632	30,14019	504,178071	204	28,8
14,86667	43	47,39634	69,954	33,27636	480,719458	202	28,8
15,11667	46,75	44,89698	73,4848	36,4381	454,541944	199	28,8
15,36667	50,5	42,35283	76,79951	39,61647	426,762819	195	28,7
15,61667	54,25	39,77477	79,93332	42,80479	397,650823	191	28,6
15,86667	58	37,17209	82,91656	45,99785	367,488527	186	28,5
16,11667	61,75	34,5528	85,77536	49,19145	335,916246	180	28,3
16,36667	65,5	31,92396	88,53233	52,382	303,365851	173	28,2
16,61667	69,25	29,29188	91,20718	55,56634	270,851303	165	28
16,86667	73	26,66233	93,81719	58,7416	237,655524	156	27,8
17,11667	76,75	24,04065	96,37767	61,90504	204,856407	146	27,5
17,36667	80,5	21,43192	98,90232	65,05398	172,501556	135	27,3
17,61667	84,25	18,84103	101,4035	68,18574	141,207566	124	27
17,86667	88	16,27279	103,8924	71,29758	111,58727	111	26,7
18,11667	91,75	13,73198	106,3795	74,3866	83,7040947	98	26,4
18,36667	95,5	11,22343	108,8744	77,44978	58,4524087	84	26,1
18,61667	99,25	8,752081	111,3861	80,48384	36,5369807	69	25,7
18,86667	103	6,323016	113,9233	83,48525	19,0611212	54	25,4
19,11667	106,75	3,941525	116,4939	86,45013	7,05857809	36	25,1
19,36667	110,5	1,613138	119,1056	89,37424	0,69896348	23	24,7

Agosto

Tabella 8.8: tabella del giorno caratteristico di Agosto.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
6,116667	-88,25	10,75262	-98,321	87,7831	10,0187731	63	22,2
6,366667	-84,5	13,36499	-95,7184	84,67738	28,1073852	76	22,6
6,616667	-80,75	15,98928	-93,1001	81,54865	49,9696709	87	23
6,866667	-77	18,6201	-90,4542	78,40056	74,9984839	98	23,4
7,116667	-73,25	21,25187	-87,7681	75,2366	102,440893	109	23,8
7,366667	-69,5	23,87876	-85,0281	72,06013	131,832015	119	24,2
7,616667	-65,75	26,49457	-82,2193	68,87447	162,546015	128	24,6
7,866667	-62	29,09261	-79,3255	65,68299	193,950692	137	25
8,116667	-58,25	31,66555	-76,3288	62,48918	225,876981	145	25,4
8,366667	-54,5	34,20523	-73,2094	59,29677	257,848658	152	25,8
8,616667	-50,75	36,7025	-69,9457	56,10986	289,395611	158	26,2
8,866667	-47	39,14698	-66,5136	52,93307	320,661723	163	26,5
9,116667	-43,25	41,52676	-62,887	49,77177	350,6878	168	26,8
9,366667	-39,5	43,82821	-59,0375	46,63239	379,732207	172	27
9,616667	-35,75	46,03561	-54,9352	43,52274	407,506821	176	27,2
9,866667	-32	48,13092	-50,5498	40,45263	432,976342	179	27,4
10,11667	-28,25	50,09356	-45,8519	37,4346	457,37148	182	27,5
10,36667	-24,5	51,90038	-40,816	34,48498	479,727847	184	27,6
10,61667	-20,75	53,52584	-35,4245	31,62546	498,975484	186	27,8
10,86667	-17	54,94261	-29,6721	28,88522	516,597625	188	27,8
11,11667	-13,25	56,12275	-23,5718	26,3038	531,599035	190	27,9
11,36667	-9,5	57,03938	-17,1596	23,93473	544,748905	191	28
11,61667	-5,75	57,66898	-10,4975	21,84905	554,116028	192	28,1
11,86667	-2	57,99387	-3,67171	20,13662	561,446887	193	28,1
12,11667	1,75	58,00441	3,21333	18,90043	565,757578	193	28,2
12,36667	5,5	57,70027	10,04644	18,23845	567,008047	194	28,3
12,61667	9,25	57,09051	16,72244	18,21384	566,138365	194	28,4
12,86667	13	56,19234	23,15351	18,82911	561,265854	194	28,5
13,11667	16,75	55,02896	29,276	20,02499	554,330567	194	28,6
13,36667	20,5	53,62709	35,05221	21,70504	544,452632	194	28,7
13,61667	24,25	52,01468	40,46779	23,76581	532,646575	193	28,8
13,86667	28	50,21913	45,5269	26,11614	517,192471	192	28,9
14,11667	31,75	48,26613	50,24661	28,68355	499,174597	191	28,9
14,36667	35,5	46,179	54,65199	31,4133	479,627559	189	28,9
14,61667	39,25	43,97848	58,77218	34,26492	457,023087	187	28,9
14,86667	43	41,68279	62,63761	37,20855	432,466751	184	28,8
15,11667	46,75	39,30778	66,27822	40,22203	406,20742	180	28,7
15,36667	50,5	36,86723	69,72243	43,28867	377,784418	175	28,6
15,61667	54,25	34,37314	72,9966	46,3957	348,285328	170	28,4
15,86667	58	31,83599	76,12485	49,53313	317,365059	164	28,2
16,11667	61,75	29,26501	79,1291	52,693	285,466321	157	28
16,36667	65,5	26,6684	82,02921	55,86881	253,051426	149	27,7
16,61667	69,25	24,05356	84,84315	59,05513	220,083193	140	27,4
16,86667	73	21,42722	87,5873	62,24727	187,193968	130	27,1
17,11667	76,75	18,79559	90,27657	65,44111	155,029343	119	26,8
17,36667	80,5	16,16453	92,92472	68,63289	123,876343	107	26,5
17,61667	84,25	13,53963	95,54448	71,81911	94,5414579	94	26,2
17,86667	88	10,9263	98,14775	74,9964	67,0498697	80	25,9
18,11667	91,75	8,329898	100,7458	78,16142	43,0825732	65	25,5
18,36667	95,5	5,755765	103,3492	81,31083	23,2653937	50	25,2
18,61667	99,25	3,209324	105,9683	84,44116	9,39619717	32	24,9

Settembre

Tabella 8.9: tabella del giorno caratteristico di Settembre.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
6,616667	-80,75	8,06519	-84,9447	87,36306	9,38543568	62	17,8
6,866667	-77	10,6808	-82,2248	84,16921	25,0929402	76	18,2
7,116667	-73,25	13,27937	-79,4646	80,97726	44,538706	90	18,6
7,366667	-69,5	15,85451	-76,6518	77,79106	66,6153326	103	19
7,616667	-65,75	18,39945	-73,7734	74,61467	90,4704638	115	19,4
7,866667	-62	20,90692	-70,8162	71,45242	115,785491	126	19,9
8,116667	-58,25	23,36901	-67,7662	68,30909	141,926174	136	20,3
8,366667	-54,5	25,77712	-64,6088	65,18997	168,683593	145	20,8
8,616667	-50,75	28,1218	-61,3292	62,10113	195,11947	154	21,2
8,866667	-47	30,39264	-57,9121	59,04952	221,147705	161	21,6
9,116667	-43,25	32,57818	-54,3422	56,04331	246,886204	168	21,9
9,366667	-39,5	34,66584	-50,6046	53,09213	272,040128	174	22,2
9,616667	-35,75	36,64183	-46,6855	50,20748	295,0443	179	22,5
9,866667	-32	38,49123	-42,5731	47,40321	317,435495	183	22,7
10,11667	-28,25	40,19804	-38,2586	44,69599	338,363955	187	22,9
10,36667	-24,5	41,74545	-33,7376	42,10602	357,598391	190	23
10,61667	-20,75	43,11619	-29,0116	39,65761	374,157766	193	23,1
10,86667	-17	44,29309	-24,0894	37,37981	389,368014	196	23,2
11,11667	-13,25	45,25978	-18,9883	35,30677	402,322178	198	23,3
11,36667	-9,5	46,00153	-13,7346	33,47752	413,714746	199	23,4
11,61667	-5,75	46,5062	-8,36362	31,93483	421,779216	201	23,4
11,86667	-2	46,76503	-2,91823	30,72257	428,106247	201	23,5
12,11667	1,75	46,77341	2,553708	29,88152	431,794634	202	23,5
12,36667	5,5	46,53117	8,002398	29,44385	432,806396	203	23,6
12,61667	9,25	46,04267	13,37971	29,42776	432,004031	203	23,7
12,86667	13	45,31638	18,64241	29,83392	427,663233	202	23,8
13,11667	16,75	44,36425	23,75467	30,6454	421,565817	202	23,9
13,36667	20,5	43,20087	28,68946	31,83089	412,9097	201	23,9
13,61667	24,25	41,84252	33,4289	33,35009	402,627666	199	24
13,86667	28	40,30635	37,96366	35,15916	389,156453	197	24
14,11667	31,75	38,60963	42,29183	37,21516	373,497499	195	24,1
14,36667	35,5	36,76923	46,41746	39,47871	355,827879	192	24,1
14,61667	39,25	34,8012	50,34909	41,91528	337,092453	188	24
14,86667	43	32,72055	54,09839	44,49543	315,281381	183	23,9
15,11667	46,75	30,54113	57,67905	47,19452	292,189918	177	23,8
15,36667	50,5	28,2756	61,10589	49,99207	268,086634	171	23,7
15,61667	54,25	25,93551	64,39416	52,87114	242,651058	163	23,5
15,86667	58	23,53133	67,55917	55,81771	215,741811	155	23,2
16,11667	61,75	21,07256	70,6159	58,82012	188,452493	145	22,9
16,36667	65,5	18,56787	73,57888	61,86859	160,779943	134	22,6
16,61667	69,25	16,02519	76,46208	64,95487	133,349584	122	22,3
16,86667	73	13,45184	79,2789	68,07191	106,057703	108	21,9
17,11667	76,75	10,85464	82,04221	71,21361	79,5440954	94	21,6
17,36667	80,5	8,239971	84,76438	74,37459	54,9467661	78	21,2
17,61667	84,25	5,613945	87,45738	77,55007	32,9847072	61	20,9
17,86667	88	2,982441	90,13285	80,73567	16,098937	38	20,5

Ottobre

Tabella 8.10: tabella del giorno caratteristico di Ottobre.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
7,116667	-73,25	4,628709	-71,3076	87,28491	4,64221338	43	13,3
7,366667	-69,5	7,10094	-68,5434	84,18623	13,8774793	61	13,7
7,616667	-65,75	9,526235	-65,7227	81,11722	26,4047067	75	14,2
7,866667	-62	11,89761	-62,8352	78,08291	41,5057211	88	14,6
8,116667	-58,25	14,20761	-59,8713	75,08888	58,4117196	100	15
8,366667	-54,5	16,44825	-56,8214	72,14143	76,3604636	111	15,4
8,616667	-50,75	18,61101	-53,6761	69,24765	94,9602638	121	15,8
8,866667	-47	20,68674	-50,4267	66,41565	114,02813	131	16,5
9,116667	-43,25	22,66571	-47,0655	63,65465	132,690404	139	16,8
9,366667	-39,5	24,53763	-43,5854	60,97521	151,378665	147	17
9,616667	-35,75	26,29166	-39,9814	58,38939	169,298393	154	17,2
9,866667	-32	27,91656	-36,25	55,91096	186,079562	160	17,4
10,11667	-28,25	29,40084	-32,3904	53,55553	201,974742	165	17,5
10,36667	-24,5	30,73292	-28,4045	51,3407	216,766792	169	17,6
10,61667	-20,75	31,90149	-24,2979	49,28599	230,256179	173	17,7
10,86667	-17	32,89576	-20,0797	47,41276	241,586213	176	17,8
11,11667	-13,25	33,70589	-15,7629	45,74376	251,930501	179	17,9
11,36667	-9,5	34,32336	-11,3644	44,3025	260,50105	181	17,9
11,61667	-5,75	34,74133	-6,90455	43,11216	267,186327	183	18
11,86667	-2	34,95502	-2,40626	42,19424	271,159204	184	18
12,11667	1,75	34,96193	2,105609	41,567	273,833992	184	18,1
12,36667	5,5	34,76197	6,605591	41,24386	275,199237	184	18,2
12,61667	9,25	34,35749	11,06879	41,23202	273,745	184	18,2
12,86667	13	33,75314	15,47203	41,53175	270,240406	183	18,3
13,11667	16,75	32,9556	19,79481	42,13635	264,733468	181	18,3
13,36667	20,5	31,97331	24,02005	43,03284	258,029826	179	18,3
13,61667	24,25	30,81604	28,13442	44,20327	248,754159	176	18,3
13,86667	28	29,4945	32,12853	45,62633	237,773886	173	18,3
14,11667	31,75	28,02002	35,99668	47,2789	225,238866	168	18,3
14,36667	35,5	26,40413	39,73663	49,13747	211,321579	163	18,2
14,61667	39,25	24,65835	43,34908	51,1792	195,588646	157	18,1
14,86667	43	22,79395	46,83721	53,38262	178,344054	150	18
15,11667	46,75	20,82179	50,20621	55,72803	160,489713	142	17,9
15,36667	50,5	18,7522	53,46276	58,19772	141,233227	133	17,6
15,61667	54,25	16,59496	56,61473	60,77591	121,568447	123	17,4
15,86667	58	14,35923	59,67078	63,4487	101,468754	112	17,1
16,11667	61,75	12,0536	62,64012	66,20391	81,1000535	99	16,8
16,36667	65,5	9,686084	65,53234	69,03087	61,19489	85	16,5
16,61667	69,25	7,264161	68,35727	71,92026	42,5166156	70	16,2
16,86667	73	4,794851	71,12486	74,86391	25,5890328	50	15,9
17,11667	76,75	2,284753	73,84518	77,85464	12,4131642	33	15,6

Novembre

Tabella 8.11: tabella del giorno caratteristico di Novembre.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
7,866667	-62	4,64117	-56,9329	83,56191	12,78276	41	9,4
8,116667	-58,25	6,81105	-54,1121	80,74127	23,00768	55	9,7
8,366667	-54,5	8,904005	-51,2205	77,98076	34,7761	65	10
8,616667	-50,75	10,91264	-48,252	75,28753	47,49209	74	10,3
8,866667	-47	12,82921	-45,2014	72,66957	60,47003	83	10,6
9,116667	-43,25	14,64562	-42,0643	70,13576	73,735	90	10,9
9,366667	-39,5	16,3535	-38,8374	67,69598	86,91032	97	11,2
9,616667	-35,75	17,94426	-35,5189	65,36116	99,22151	103	11,4
9,866667	-32	19,4092	-32,1082	63,1433	111,5849	109	11,6
10,11667	-28,25	20,73965	-28,6067	61,05548	122,9265	114	11,8
10,36667	-24,5	21,92711	-25,0178	59,11178	132,9615	118	12
10,61667	-20,75	22,96344	-21,3468	57,32715	142,5181	121	12,2
10,86667	-17	23,8411	-17,6013	55,71712	150,9588	124	12,3
11,11667	-13,25	24,55333	-13,7912	54,29742	158,1496	126	12,4
11,36667	-9,5	25,09438	-9,92808	53,08353	163,9775	128	12,6
11,61667	-5,75	25,45973	-6,02567	52,08999	168,9663	130	12,7
11,86667	-2	25,64623	-2,09885	51,32972	171,8304	130	12,7
12,11667	1,75	25,65226	1,836573	50,81329	173,7586	131	12,8
12,36667	5,5	25,47775	5,764466	50,54823	174,7428	131	12,9
12,61667	9,25	25,12425	9,668983	50,53853	173,5077	130	12,9
12,86667	13	24,59478	13,53512	50,78434	171,3373	129	12,9
13,11667	16,75	23,8938	17,34921	51,28195	167,6309	127	13
13,36667	20,5	23,02697	21,09932	52,02409	162,4471	125	13
13,61667	24,25	22,00098	24,77555	53,00039	155,8687	122	12,9
13,86667	28	20,82336	28,37015	54,19808	148,5861	119	12,9
14,11667	31,75	19,50218	31,87756	55,60272	139,5372	115	12,8
14,36667	35,5	18,04594	35,29434	57,19889	128,9304	110	12,7
14,61667	39,25	16,46329	38,61904	58,97085	118,0436	104	12,5
14,86667	43	14,76295	41,85196	60,90302	105,5248	98	12,5
15,11667	46,75	12,95351	44,99496	62,98043	92,22184	91	12,3
15,36667	50,5	11,04337	48,05123	65,18891	78,47038	82	12,1
15,61667	54,25	9,040622	51,02506	67,51531	63,8669	73	11,9
15,86667	58	6,953053	53,92164	69,94754	49,0319	63	11,7
16,11667	61,75	4,788079	56,74691	72,47458	34,32869	48	11,5
16,36667	65,5	2,552744	59,50739	75,0865	21,10356	34	11,2

Dicembre

Tabella 8.12: tabella del giorno caratteristico di Dicembre.

Ora solare	w [°]	alfa [°]	az [°]	inc [°]	I dir [W/m2]	I diff [W/m2]	T amb [°C]
8,36667	-54,5	5,522013	-48,8173	80,64298	24,2252814	42	4
8,61667	-50,75	7,459029	-45,9432	78,04962	36,0292134	55	4,2
8,86667	-47	9,303042	-42,9951	75,53563	48,7066983	62	4,5
9,11667	-43,25	11,04669	-39,9699	73,10951	61,304649	70	4,8
9,36667	-39,5	12,68243	-36,8652	70,78061	73,7376958	76	5
9,61667	-35,75	14,20257	-33,6802	68,55913	85,9020906	82	5,3
9,86667	-32	15,59941	-30,4151	66,45609	97,4662127	87	5,6
10,11667	-28,25	16,86535	-27,0718	64,48334	108,55494	91	5,8
10,36667	-24,5	17,99298	-23,6537	62,65339	118,51806	95	6,1
10,61667	-20,75	18,97531	-20,1659	60,97931	127,588004	98	6,3
10,86667	-17	19,80587	-16,6154	59,47443	135,615384	101	6,6
11,11667	-13,25	20,47894	-13,0106	58,15207	142,469979	103	6,8
11,36667	-9,5	20,98966	-9,36161	57,02505	148,042082	105	7
11,61667	-5,75	21,33423	-5,67996	56,10525	152,801301	106	7,2
11,86667	-2	21,51004	-1,97809	55,40311	156,144751	107	7,3
12,11667	1,75	21,51572	1,730899	54,92702	158,020312	108	7,4
12,36667	5,5	21,35122	5,43366	54,68295	158,399522	107	7,5
12,61667	9,25	21,01783	9,117047	54,67402	157,277899	107	7,6
12,86667	13	20,51808	12,76854	54,90036	155,25004	106	7,6
13,11667	16,75	19,8557	16,37663	55,35904	151,771345	104	7,6
13,36667	20,5	19,03547	19,9311	56,04433	146,89898	102	7,6
13,61667	24,25	18,06307	23,4233	56,94798	140,713257	100	7,5
13,86667	28	16,94491	26,84624	58,05971	133,316873	96	7,5
14,11667	31,75	15,68796	30,19466	59,36772	124,324417	92	7,4
14,36667	35,5	14,29961	33,46502	60,85923	114,434904	88	7,2
14,61667	39,25	12,78745	36,6554	62,52096	103,358989	83	7,1
14,86667	43	11,15918	39,76538	64,33957	91,3707453	77	6,9
15,11667	46,75	9,422491	42,79588	66,30195	78,373725	70	6,8
15,36667	50,5	7,584937	45,74903	68,39555	64,0662457	62	6,6
15,61667	54,25	5,653897	48,62795	70,60846	49,4712672	50	6,4
15,86667	58	3,636501	51,43666	72,92958	35,2256142	38	6,1
16,11667	61,75	1,539601	54,17989	75,34867	21,7525083	27	5,9

8.4 APPENDICE D: Metodo di valutazione ombreggiamento

Equazione piano

Un piano nello spazio R^3 è costituito da tutti i punti le cui coordinate (x,y,z) soddisfano l'equazione D.1:

$$ax + by + cz + d = 0 \quad (D.1)$$

Essa è l'equazione cartesiana che descrive il piano, dove i coefficienti reali a,b,c rappresentano i parametri direttori del piano, mentre d rappresenta il termine noto. La determinazione dei parametri a,b,c,d equivale alla definizione univoca del piano stesso. Essi possono essere definiti in vari modi, a seconda dei dati di partenza. Ai fini di questo elaborato è sufficiente analizzare solo un modo, cioè quello i cui dati iniziali sono le coordinate di tre punti non allineati. Siano dati 3 punti non allineati:

$$A = (x_A, y_A, z_A)$$

$$B = (x_B, y_B, z_B)$$

$$C = (x_C, y_C, z_C)$$

L'equazione del piano sarà agevolmente ricavabile calcolando la D.2 da cui si otterrà la D.1.

$$\det \begin{bmatrix} x - x_A & y - y_A & z - z_A \\ x_B - x_A & y_B - y_A & z_B - z_A \\ x_C - x_A & y_C - y_A & z_C - z_A \end{bmatrix} = 0 \quad (D.2)$$

Equazione retta

La retta generica nello spazio R^3 è definita da due equazioni:

$$\begin{cases} ax + by + cz + d = 0 \\ a'x + b'y + c'z + d' = 0 \end{cases} \quad (D.3)$$

Per l'individuazione di una retta nello spazio sono sufficienti due punti di coordinate note A e B. per prima cosa è necessario calcolare la direzione v come:

$$v = B - A \quad (D.4)$$

Da cui si otterrà un vettore $v = (a, b, c)$.

Si consideri poi A punto di passaggio. Se tutti le componenti di v sono diverse da zero allora la retta è definita come:

$$\begin{cases} \frac{x - x_A}{a} = \frac{y - y_A}{b} \\ \frac{y - y_A}{b} = \frac{z - z_A}{c} \end{cases} \quad (D.5)$$

Se una delle componenti di v è pari a zero, ad esempio a , allora:

$$\begin{cases} \frac{y - y_A}{b} = \frac{z - z_A}{c} \\ x = x_A \end{cases} \quad (D.6)$$

Se due componenti di v sono pari a zero, ad esempio a e b , allora:

$$\begin{cases} x = x_A \\ y = y_A \end{cases} \quad (D.7)$$

Per calcolare le coordinate del punto di intersezione retta piano è sufficiente risolvere il sistema di 3 equazioni in 3 incognite (un'equazione per il piano, due equazioni per la retta) [10].

L'ultimo passaggio è la verifica riguardante l'effettiva posizione del punto di intersezione all'interno della superficie presa in considerazione; nello studio si è utilizzata la funzione Matlab "inpolygon".

8.5 APPENDICE E: Modello Simulink

Di seguito sono rappresentati i modelli Simulink relativi alla situazione con ombreggiamenti utilizzati nello studio.

A causa dello spazio occupato dal modello, alcuni blocchi sembrerebbero vuoti o diversi da quelli precedentemente presentati nel Capitolo 5.2, tuttavia le differenze tra i modelli sono solamente il numero di blocchi PV Array e il collegamento tra stringhe.

Nell'area centrale evidenziata sono stati inseriti i moduli fotovoltaici, i diodi di by-pass, i due misuratori di tensione e corrente e il blocco necessario a simulare la caduta di tensione. Al di fuori della zona evidenziata, sulla sinistra vi sono i blocchi constant per fornire l'input di irraggiamento e temperatura di cella ai vari moduli, mentre sulla destra vi sono i blocchi necessari al "salvataggio" nel workspace di Matlab dei parametri.

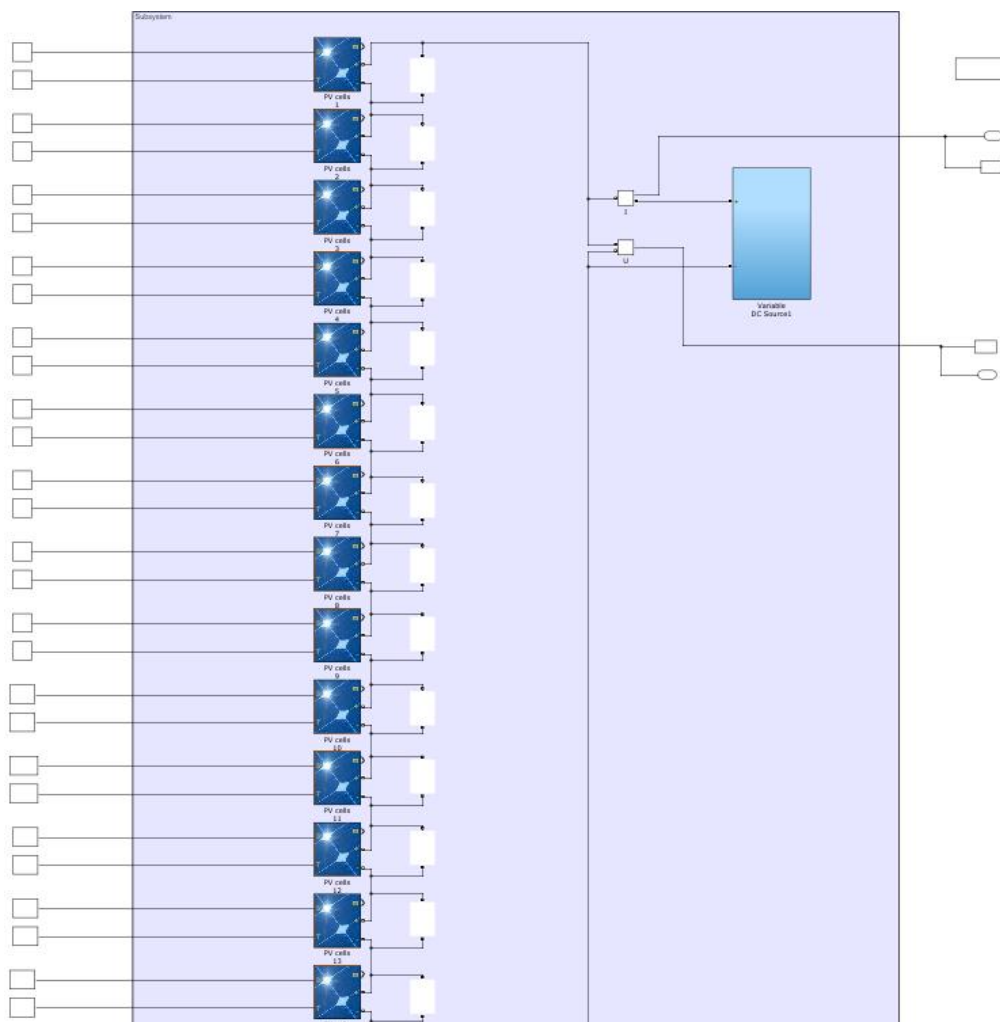


Figura 8.32: vista del modello Simulink relativo a una stringa da 15 moduli.

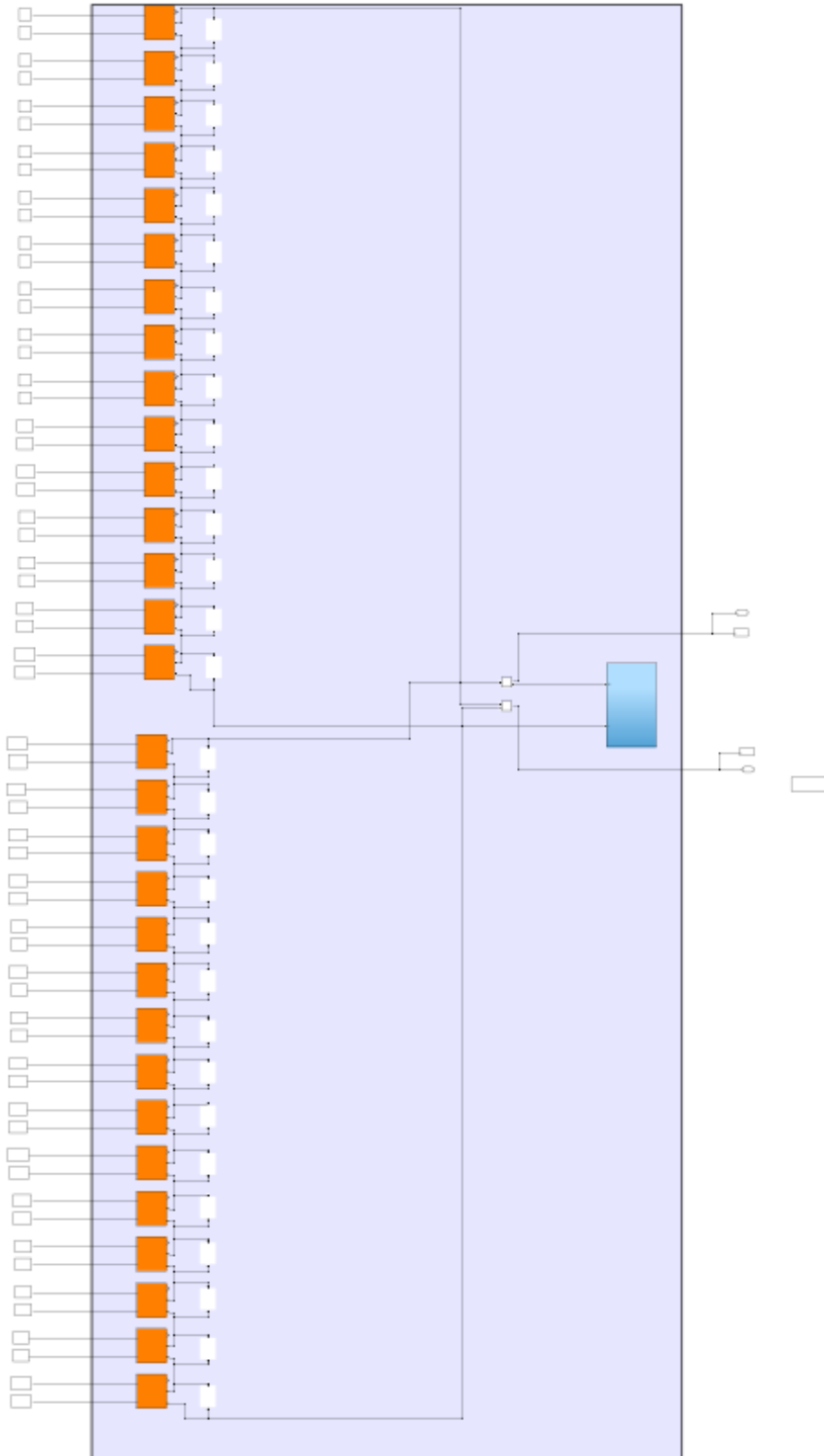


Figura 8.33; vista del modello Simulink relativo a due stringhe da 15 moduli collegate in parallelo.

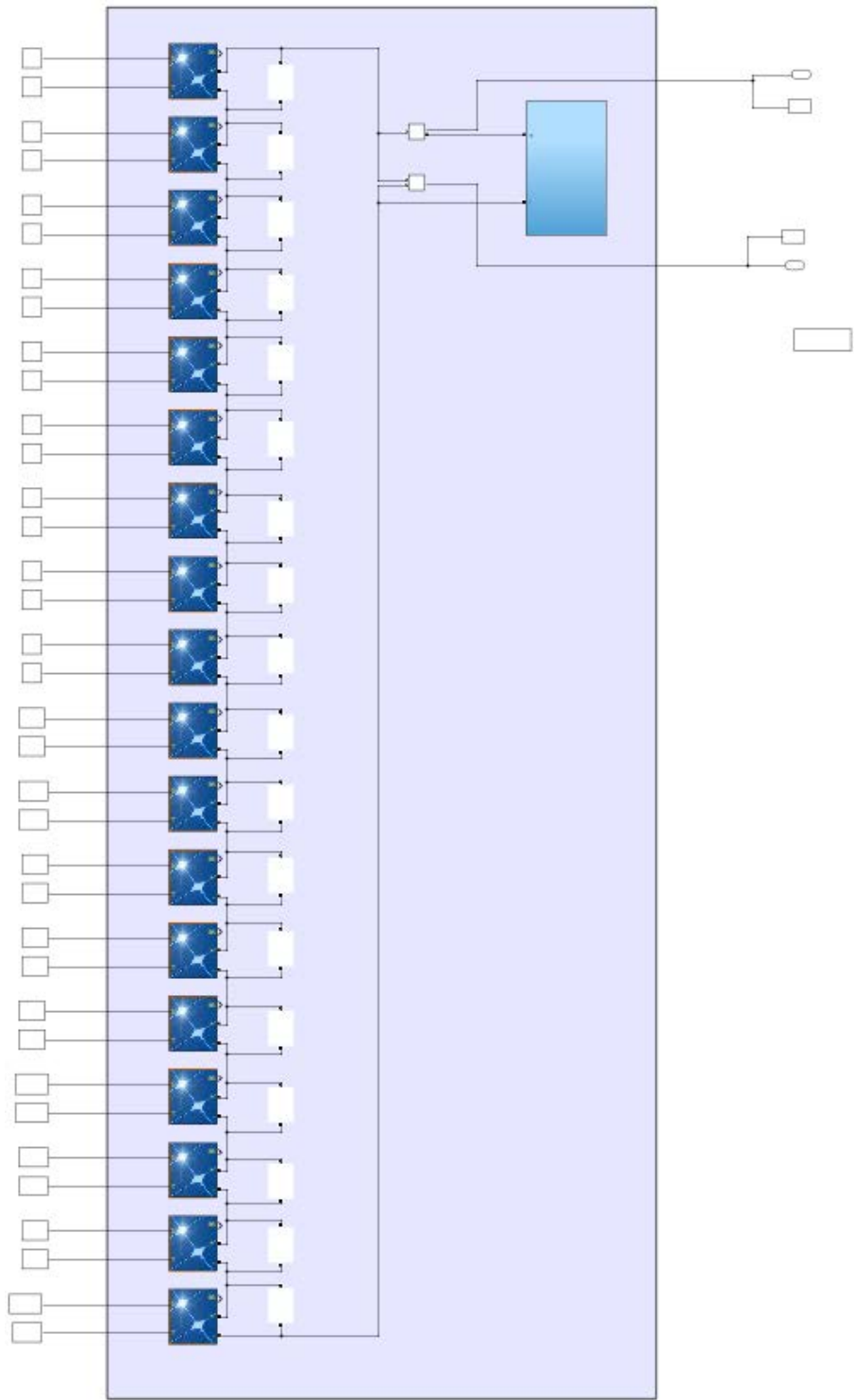


Figura 8.34: vista del modello Simulink relativo a una stringa da 18 moduli.

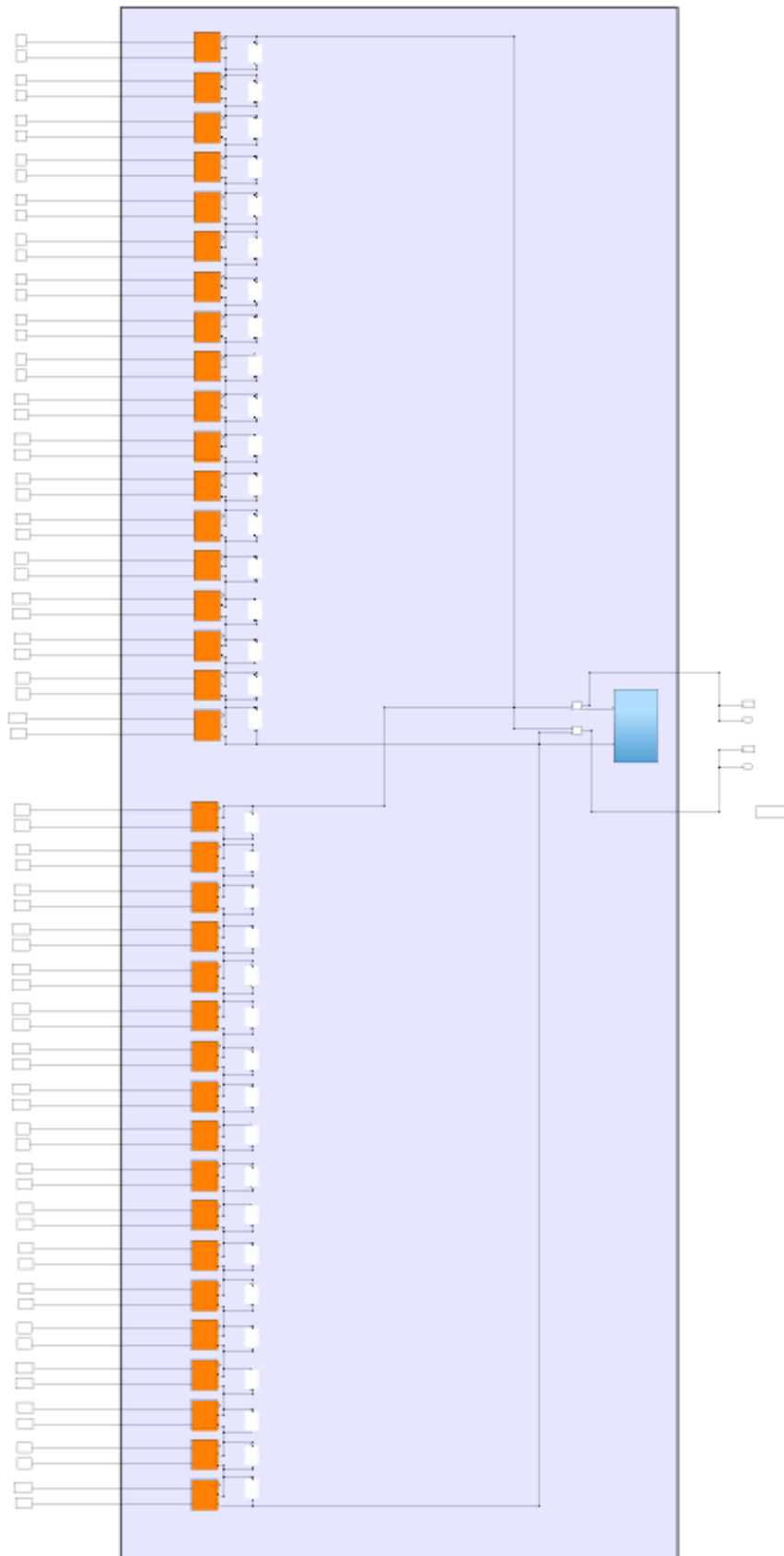


Figura 8.35: vista del modello Simulink relativo a due stringhe da 18 moduli collegate il parallelo.

9 BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

Bibliografia e Sitografia

- [1] ABB SACE. *Quaderni di applicazione tecnica N.10. Impianti fotovoltaici*, 2013.
- [2] Norma italiana CEI 82-25, “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione”, Seconda Edizione, Fascicolo 9585
- [3] John Wiley & Sons. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Second Edition. Antonio Lunque, Steven Hegedus. 2011.
- [4] G. Comini e S. Savino, *La captazione dell’energia solare*, International centre for mechanical sciences monografie CISM 2013.
- [5] A. Nurick, “A closed form equation of the time component for the tilt of earth’s axis”, *Solar Energy* 85 (2011) pp.295-298, Science Direct.
- [6] S. Soulayman, “Comments on solar azimuth angle”, *Renewable Energy* 123 (2018) pp.294-300, Science Direct.
- [7] R. Kitter, S. Darula, “Determination of time and sun position system”, *Solar Energy* 93 (2013) pp.72-79, Science Direct.
- [8] U. Eicker, *Solar Technologies for Buildings*, Wiley, 2003.
- [9] J. Väisänen, A. Kosonen, J. Aholaa, T. Sallinen, T. Hannula, “Optimal sizing ratio of a solar PV inverter for minimizing the levelized cost of electricity in Finnish irradiation conditions”, *Solar Energy* 185 (2019) pp. 350-362, Science Direct.
- [10] F. Bottacin, *Algebra Lineare e Geometria*, Esculapio, Bologna, II Ed., 2016.
- [11] R. Dogga, M.K. Pathak, “Recent trends in solar PV inverter topologies”, *Solar Energy* 183 (2019) pp.57-73, Science Direct.
- [12] PV-GIS https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- [13] Atlante italiano della radiazione solare <http://www.solaritaly.enea.it/>
- [14] Moduli Fotovoltaici LG <https://www.lg.com/us/business/solar-panels/>
- [15] Inverter ABB <https://new.abb.com/power-converters-inverters/it/solar/stringa/trifase>