

TITOLO INIZIATIVA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "BERNARDELLO", DI POTENZA DI GENERAZIONE PARI A 26,1702 MW_p E POTENZA NOMINALE PARI A 26,0748 MW, POSIZIONATO A TERRA, SITO IN C.DA PALMERI NEI COMUNI DI RAMACCA E BELPASSO (CT)

SOCIETÀ PROPONENTE**TIMBRO E FIRMA**

CHUB 1 S.R.L.
VIA TRENTO, 17
95030 NICOLOSI (CT)

SOCIETÀ PROGETTAZIONE**TIMBRO E FIRMA TECNICO ABILITATO****E-PRIMA**

E-PRIMA S.R.L.
Via Manganelli 20/g
95030 Nicolosi (ct)
tel: 095914116 - cell: 3339533392

TITOLO DOCUMENTO

RELAZIONE ANALISI DI PRODUCIBILITA'

FORMATO

A4

SCALA**FOGLIO****CODICE IDENTIFICATIVO ELABORATO**

16-PD.16

LIVELLO DI PROGETTAZIONE

PROGETTO DEFINITIVO

00	26/10/2023	RELAZIONE TECNICA	ING. G. VICINO	ING. G. VICINO	ING. G. VICINO
REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	VALIDATO

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	1 di 20

SOMMARIO

1	PREMESSA	3
2	INTRODUZIONE ALL'ARGOMENTO	3
3	RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE	3
4	COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE	7
4.1	RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIENTATO.....	7
4.2	EFFETTO FOTOVOLTAICO.....	8
5	MODELLI DI CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ	9
5.1	RADIAZIONE INCIDENTE SUL MODULO.....	10
5.2	MODELLAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO.....	11
5.2.1	<i>Perdite</i>	12
5.2.2	<i>Modellazione della scena 3D – calcolo coefficienti d'ombreggiamento</i>	16
5.2.3	<i>Scelta del Data-base meteo</i>	17
6	RISULTANZE DELLE SIMULAZIONI	18

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - RELAZIONE TERRA – SOLE.....	4
FIGURA 2 – IL MOTO DI RIVOLUZIONE TERRA-SOLE.....	5
FIGURA 3 - INCLINAZIONE DELL'ASSE TERRESTRE - SOLSTIZIO.....	5
FIGURA 4 – INCLINAZIONE DELL'ASSE TERRESTRE – EQUINOZIO.....	6
FIGURA 5 - GEOMETRIA SOLARE.....	6
FIGURA 6 - DIAGRAMMA DELLA RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE SU DI UN PIANO INCLINATO.....	7
FIGURA 7 - FUNZIONAMENTO CELLE FOTOVOLTAICA IN SILICIO.....	9
FIGURA 8 - MODELLO DI CALCOLO PVSYST.....	10
FIGURA 9 - RADIAZIONE INCIDENTE SUL TERRENO.....	11
FIGURA 10 - DEF ARRAY-INVERTER PVSYST.....	12
FIGURA 11 - CURVA CARATTERISTICA I-V DEL MODULO SCELTO.....	13
FIGURA 12 - INFLUENZA DELLA TEMPERATURA OPERATIVA SULLA TENSIONE DEL MODULO SCELTO.....	13
FIGURA 13 - CURVA DI POTENZA DEL MODULO SCELTO.....	14
FIGURA 14 - DIAGRAMMA DELLE PERDITE - SIMULAZIONE PVSYST.....	15
FIGURA 15 - SCENA 3D RICOSTRUITA TRAMITE DATI IMPORTATI (PVCASE).....	16
FIGURA 16 - ANIMAZIONE OMBRE - CALCOLO FATTORI D'OMBREGGIAMENTO.....	17
FIGURA 17 - VALORE DI IRRADIAZIONE GLOBALE ORIZZONTALE MENSILE PVGIS.....	18



CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	2 di 20

RELAZIONE ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

FIGURA 18 - VALOREIDI IRRADIAZIONE GLOBALE ORIZZONTALE MENSILE METEONORM..... 18
FIGURA 19 - RISULTATI VARIANTE DI SIMULAZIONE PVGIS..... 19
FIGURA 20 - RISULTATI VARIANTE DI SIMULAZIONE METEONORM 19

1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le principali caratteristiche della metodologia applicata per il calcolo del valore di producibilità specifica (kWh/kW/anno) e dell'energia totale immessa in rete (kWh/anno), relativamente all'impianto agrovoltaiico da realizzarsi nel Comune di Ramacca e Belpasso (CT) di potenza di generazione pari a 26,1702 MW_{dc} e potenza nominale pari a 26,0748 MW_{ac}.

2 INTRODUZIONE ALL'ARGOMENTO

La radiazione solare incidente su una superficie, definita come radiazione globale, è composta da tre distinte componenti:

- la radiazione diretta;
- la radiazione diffusa;
- la radiazione riflessa.

I parametri che regolano l'azione della radiazione globale sulla superficie terrestre sono molteplici e tra di loro collegati; considerata la tematica complessa, i parametri suddetti verranno descritti in maniera sintetica al fine di dare al lettore gli strumenti necessari per una visione globale, se pure non dettagliata, dell'argomento target della presente relazione tecnica.

3 RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE

Con il termine geometrica solare si intende tutta una parte di geometria analitica necessaria per studiare l'incidenza della radiazione solare, in funzione del luogo e del tempo, su una superficie orientata.

Il moto di rotazione terrestre intorno al sole, definisce l'alternanza delle stagioni mentre il moto di rotazione terrestre intorno al suo asse definisce il ciclo giorno-notte. Entrambi questi moti provocano una variazione ciclica delle condizioni di irraggiamento di ogni singolo punto sulla superficie terrestre; di conseguenza si genera un effetto sulla progettazione di un impianto fotovoltaico relativamente al suo orientamento, nella sua forma e nella sua scelta tecnologica.

I principali parametri che regolano l'azione della radiazione globale sono:

- **angolo di declinazione solare (δ):** angolo formato tra la retta passante fra il centro della terra e il centro del sole con il piano equatoriale; questo angolo è in costante mutamento, a causa del moto di rivoluzione del nostro pianeta intorno alla sua stella. Il suo valore varia tra +23,45° (21 Giugno) a -23,45° (21 Dicembre) ed è uguale a 0° in corrispondenza degli equinozi (21 Marzo e 21 Settembre);

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	4 di 20

- **angolo orario (ω):** è definito come l'angolo formato dal piano meridiano contenente il centro del sole e il piano meridiano contenente il luogo preso in considerazione; ha valore 0° a mezzogiorno ed ha una variazione di 15° ogni ora;
- **altezza solare (β):** è definito come quell'angolo formato dalla retta passante per il sole e il punto in esame sulla superficie terrestre con il piano orizzontale della superficie terrestre; questo è uno dei parametri fondamentali per definire il moto apparente del sole in relazione ad una determinata località (è funzione dell'angolo orario, del valore dell'angolo di declinazione e della latitudine e longitudine geografica del sito in esame). Il valore dell'altezza solare massima giornaliera viene raggiunto alle ore 12:00 (mezzogiorno); rispetto alla durata di una giornata (alba-tramonto), il valore massimo dell'altezza solare viene raggiunto per il giorno del solstizio d'estate (21 Giugno), mentre quello minimo per il giorno del solstizio d'inverno (21 Dicembre).
- **azimut solare (α):** si definisce angolo di azimut l'angolo formato dalla proiezione sul piano orizzontale della retta passante per il sole e il punto in esame sulla superficie terrestre con il semiasse Sud; questo è il secondo dei parametri fondamentali per la definizione del moto apparente del Sole. In corrispondenza del Sud il valore è 0° mentre assume valori positivi verso Est e negativi verso Ovest.
- **angoli di orientamento della superficie (γ, ψ):** la superficie rispetto alla quale può essere calcolo il valore di riferimento della radiazione incidente è descritto da due angoli; il primo descrive il suo orientamento rispetto al semiasse Sud mentre il secondo descrive la sua inclinazione rispetto al piano orizzontale (azimut e tilt del modulo fotovoltaico).
- **angolo di incidenza (θ):** l'angolo di incidenza della radiazione solare (diretta) su una superficie è l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari con la retta normale della superficie di riferimento; per conoscere questo parametro sono necessari tutti i parametri precedentemente definiti.

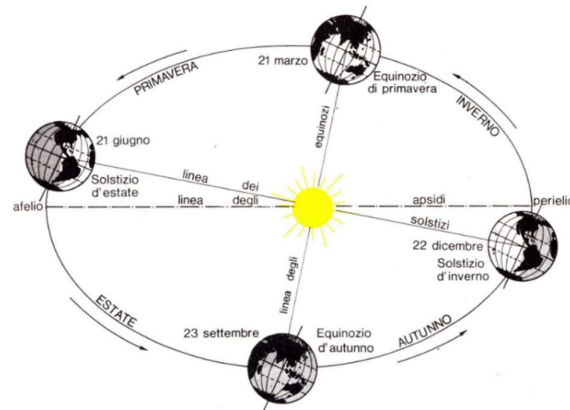


Figura 1 - Relazione Terra - Sole

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	5 di 20

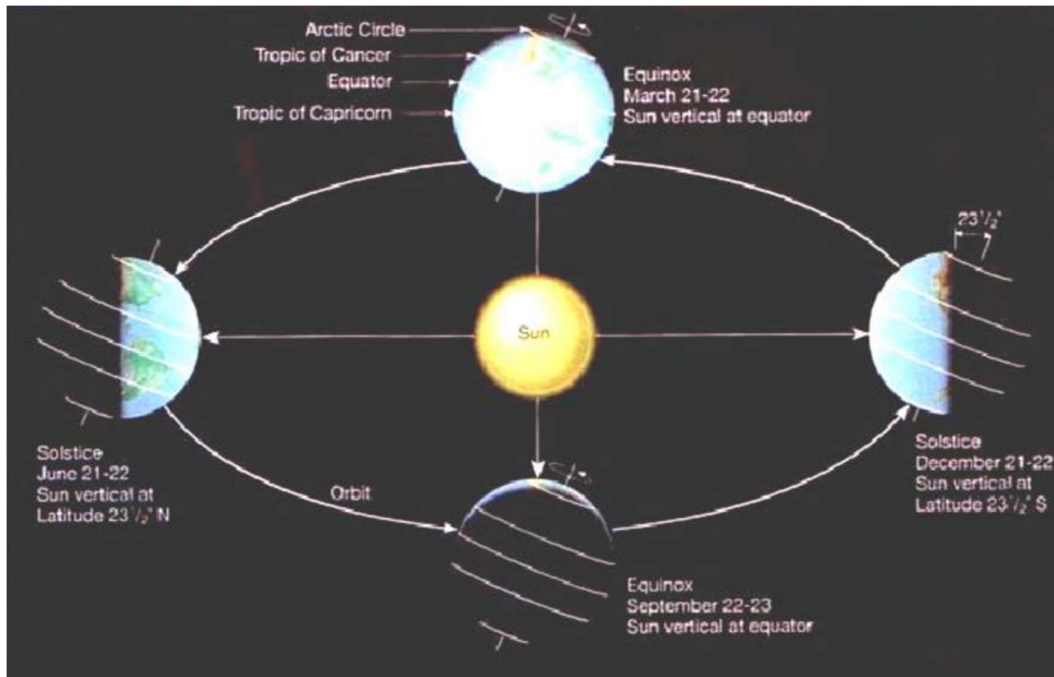


Figura 2 - Il moto di rivoluzione Terra-Sole

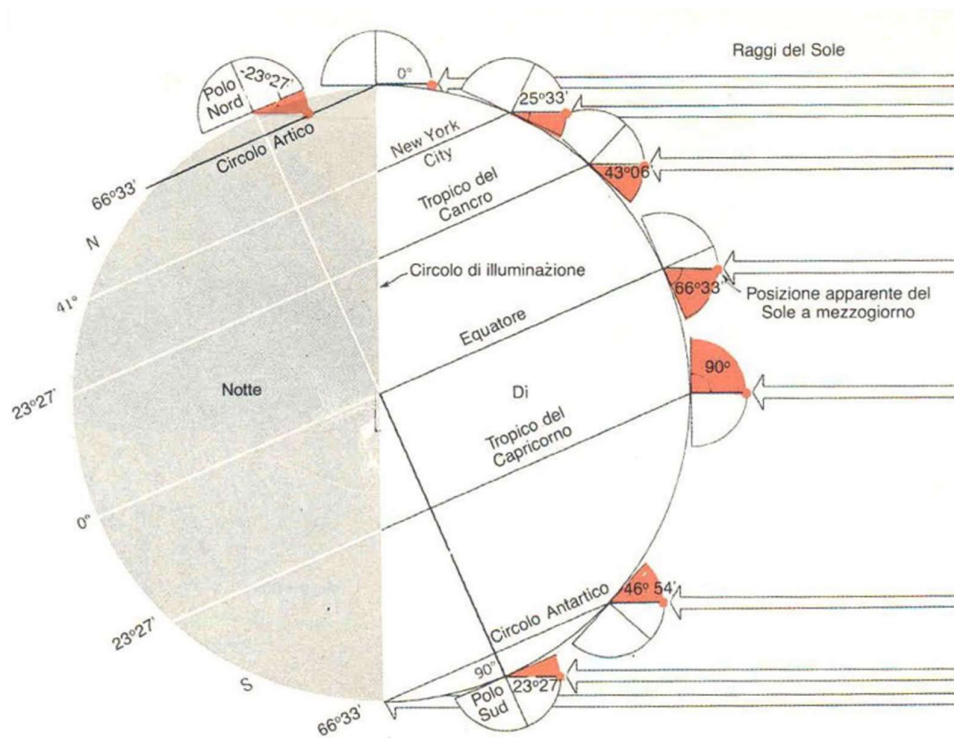


Figura 3 - Inclinazione dell'asse terrestre - Solstizio

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	6 di 20

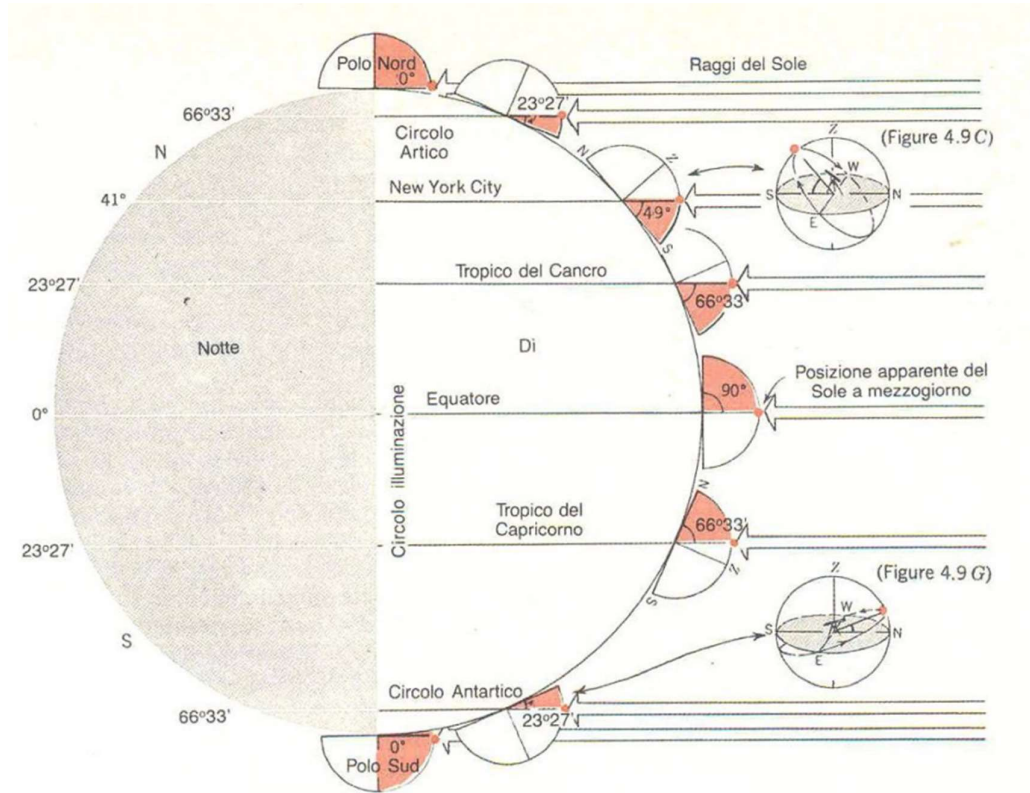


Figura 4 - Inclinazione dell'asse terrestre - Equinozio

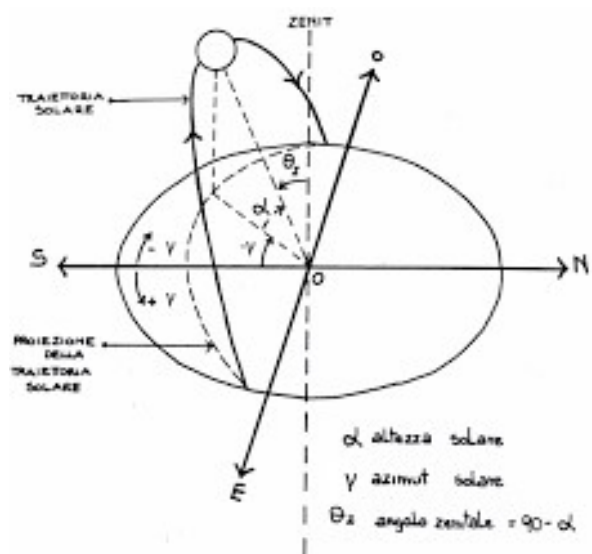


Figura 5 - Geometria solare

La **Figura 5** rappresenta in modo schematico i parametri sopra descritti, fornendo una visione complessiva e semplificativa d'insieme di tutti gli aspetti caratterizzanti la geometria solare; inoltre l'immagine rappresenta tutto il necessario da considerare durante la progettazione di un impianto fotovoltaico.

4 COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE

4.1 Radiazione solare sul piano orientato

Nel corso degli anni sono stati sviluppati diversi modelli di calcolo basati sulla correzione dei valori di radiazione diretta e radiazione diffusa relativamente ad un piano orizzontale. Si riporta a scopo puramente informativo, la formula dalla quale è possibile determinare l'incidenza della radiazione solare su di un piano orientato e inclinato (modulo fotovoltaico nel nostro caso), ovvero:

$$H_{\psi} = H_b \times R_b + H_d \times R_d + \rho \times H \times \left(\frac{1 - \cos \Psi}{2} \right)$$

con:

- H_{ψ} = radiazione globale sul piano inclinato;
- H = radiazione globale sul piano orizzontale;
- H_b = radiazione diretta sul piano orizzontale;
- H_d = radiazione diffusa sul piano orizzontale;
- Ψ = angolo di inclinazione della superficie in esame rispetto all'orizzontale;
- R_b = rapporto tra la radiazione diretta incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale;
- R_d = rapporto tra la radiazione diffusa incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale;
- ρ = valore dell'albedo dell'ambiente circostante.

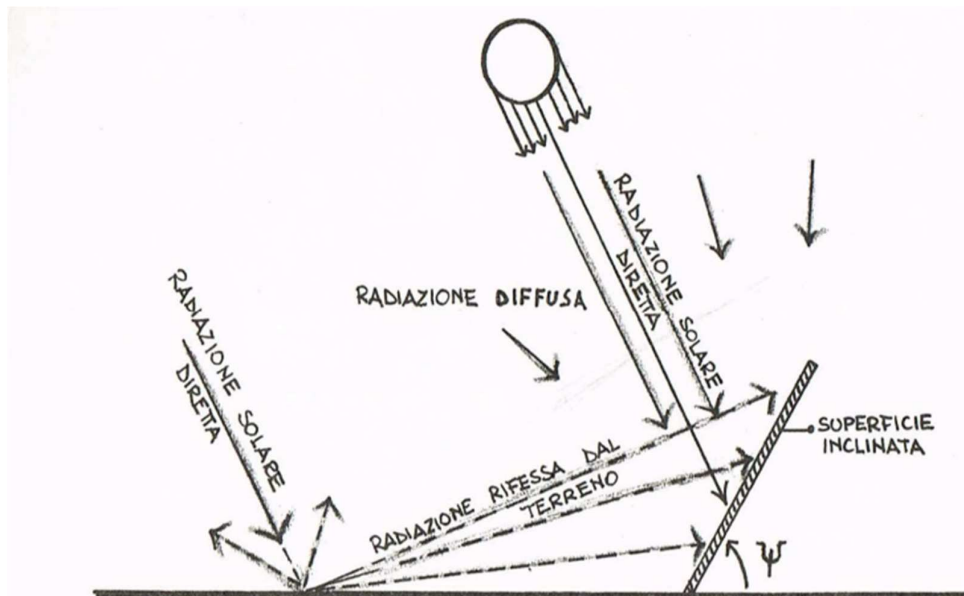


Figura 6 - Diagramma della radiazione solare incidente su di un piano inclinato

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	8 di 20

Per la definizione di H_{ψ} serve anche definire il valore della radiazione diretta e diffusa sul piano orizzontale. Questi valori possono essere stimati mediante modelli matematici che stimano la quantità di una delle due componenti (l'altra viene derivata da relazioni inverse). La totalità dei modelli sviluppati si basa sulla stima della radiazione diffusa; per sottrazione dalla radiazione globale, si determina quindi la componente diretta come:

$$H_b = H - H_d$$

con:

- H = radiazione globale sul piano orizzontale;
- H_b = radiazione diretta sul piano orizzontale;
- H_d = radiazione diffusa sul piano orizzontale.

4.2 Effetto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico è composto in larga parte da pannelli fotovoltaici, chiamati anche moduli fotovoltaici. Un pannello (o "modulo") non è nient'altro che una struttura in grado di catturare la luce solare e di trasformarla in corrente elettrica alternata che poi viene utilizzata per gli scopi più comuni, come, ad esempio, la luce che abbiamo nelle nostre case. Gli impianti fotovoltaici si basano su un principio, storicamente e scientificamente conosciuto con il nome di effetto fotovoltaico, parola che deriva dal greco e unisce i termini "luce" e "volt", l'unità di misura della tensione elettrica.

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia della radiazione solare in energia elettrica, con un'efficienza globale tra il 16% e il 22% per una singola cella fotovoltaica monocristallina.

Questi dispositivi sono fabbricati a partire da materiali semiconduttori, come il silicio (Si), l'arsenurio di gallio (GaAs) e il solfato di rame (Cu₂S). In una cella fotovoltaica, i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune".

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra l'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di "tipo n", avendo un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di "tipo p", avendo un eccesso di lacune positive.

All'intersezione della giunzione p-n si viene a definire una regione che prende il nome di "regione di svuotamento", caratterizzata da un potenziale elettrico.

Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della giunzione p-n, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	9 di 20

le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo.

Se tramite dei conduttori si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico e una corrente elettrica scorre sul carico.

Il silicio in forma cristallina è il materiale maggiormente utilizzato per la fabbricazione di celle fotovoltaiche, che tipicamente hanno dimensioni di 12 cm x 12 cm. Le celle vengono assemblate in modo da ottenere moduli fotovoltaici di circa mezzo metro quadrato di superficie (**Vedi Figura 7**).

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza. Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

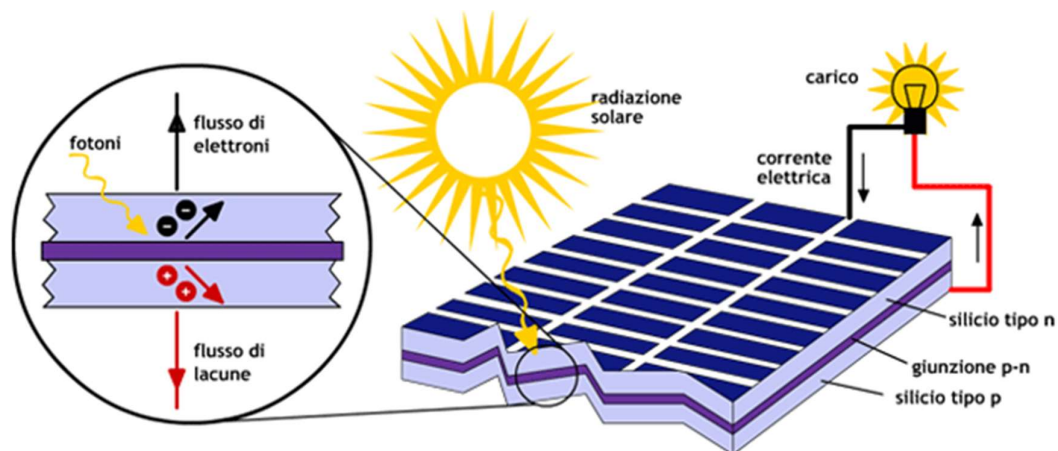


Figura 7 - Funzionamento celle fotovoltaica in silicio

5 MODELLI DI CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ

La producibilità energetica di un impianto fotovoltaico è una grandezza che dipende da molti parametri; data la complessità delle relazioni matematiche che correlano tra di loro tutti i parametri e che consentono di conoscere il valore di producibilità di un impianto fotovoltaico, per il progetto in esame è stato utilizzato il software PVsyst.

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	10 di 20

Il software PVsyst consente la produzione di un report completo di analisi di producibilità con il calcolo dei principali parametri che caratterizzano un sistema fotovoltaico, dopo avere inserito tutti i dati in input necessari, quali ad esempio quelli inerenti all'orientamento e geometria del layout di impianto, caratteristiche elettriche del sistema, definizione delle perdite di sistema (DC/AC), modellazione del scena d'ombreggiamento per il calcolo dei coefficienti d'ombra sui moduli, ecc..

Il report completo elaborato per il progetto in esame verrà riportato in calce alla presente relazione tecnica.

5.1 Radiazione incidente sul modulo

La radiazione incidente su un piano è la somma di tre componenti (come detto nei capitoli precedenti): diffusa, diretta e riflessa. La radiazione diretta viene calcolata usando gli angoli solari che variano di ora in ora.

Per quanto riguarda invece la componente diffusa, il software ne valuta il valore per ogni punto della superficie captante; l'ipotesi alla base del modello di calcolo è che la diffusione sia isotropa.

La componente riflessa infine viene valutata sulla base del valore dell'albedo ovvero, il rapporto tra la quantità di radiazione incidente sull'orizzontale e quella riflessa. L'albedo viene impostato dall'utente e nel caso del progetto in esame, si è considerato un valore di albedo pari a 0,20.

Il software elabora simulazione di producibilità sia per moduli fotovoltaici normali che per moduli fotovoltaici bifacciali; in questo caso viene utilizzato un modello di calcolo 2D basato sul calcolo della radiazione incidente sul lato posteriore del modulo.

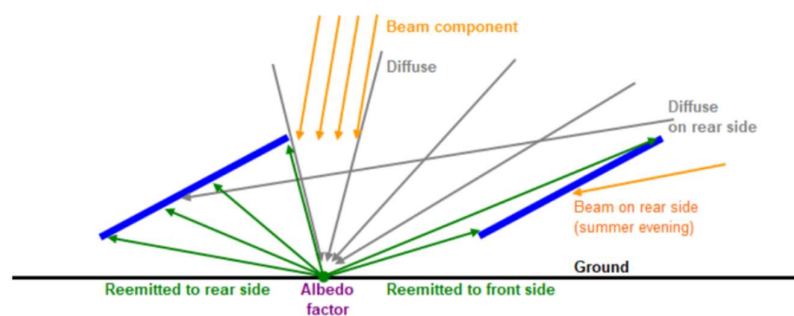


Figura 8 - Modello di calcolo PVSYST

Il PVsyst suppone che il comportamento della parte posteriore del modulo sia simile al comportamento della parte anteriore. Nella maggior parte dei casi, l'irraggiamento utilizzabile sul lato posteriore è quello che deriva dalla riflessione dei raggi solari incidenti sul terreno.

Pertanto il software valuta la radiazione incidente a partire dal parametro di albedo fissato dall'utente. Ovviamente tale radiazione non è uniforme ma varia da punto a punto; viene valutato pertanto in un dato momento la quantità di luce diretta che un punto riceverà a terra, facendo variare la distribuzione dell'irradianza in fase di simulazione per diverse posizioni del sole (ore del giorno).

Dopo aver valutato la radiazione incidente, il software valuta quella riemessa dal terreno moltiplicando i valori ottenuti per il fattore di albedo.

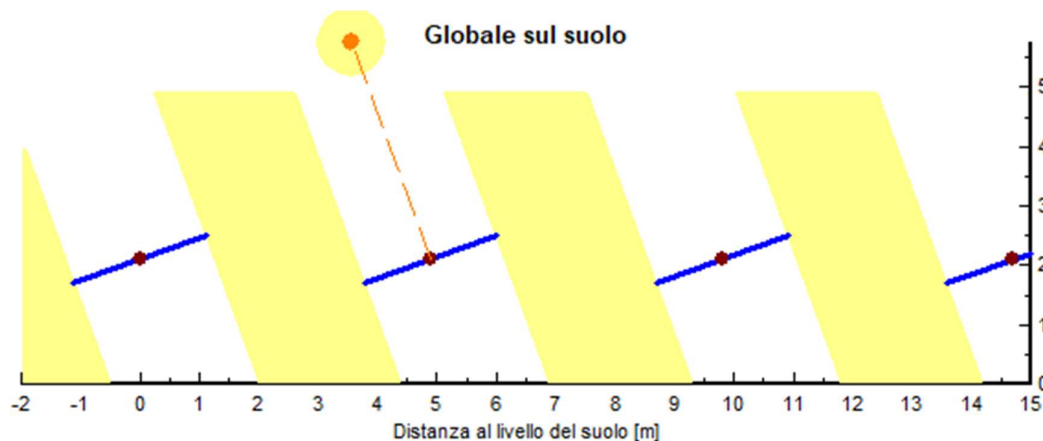


Figura 9 - Radiazione incidente sul terreno

Il risultato è tutta la radiazione riemessa dal terreno, di cui solo una parte sarà ricevuta dal retro del modulo. La parte che raggiunge in modo efficace il modulo è una frazione dell'originale e può essere caratterizzata dal fattore di vista (o fattore di forma); tale parametro è una proprietà di ciascun punto a terra e perciò dipende solo dalla geometria.

In caso di bifaccialità vengono valutati due tipi di fattori di vista: uno relativo al lato posteriore dei collettori e un altro che rappresenta l'irraggiamento che raggiunge il lato anteriore. Quest'ultimo contributo viene aggiunto alla radiazione incidente.

Oltre alla componente diretta, il software mediante lo sviluppo integrale valuta anche i parametri relativi alla componente diffusa.

5.2 Modellazione del sistema elettrico

Dopo aver definito il tipo di struttura (fissa o ad inseguimento) e l'orientamento del piano, il software richiede la definizione dell'accoppiamento array-inverter e fornisce un'interfaccia all'interno della quale è possibile definire le principali grandezze che ne definiscono il comportamento.

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	12 di 20

Per l'impianto in oggetto ad esempio è stato scelto un inverter di stringa tipo Huawei SUN2000 215 KTL da 200 kVA di potenza attiva ed è stata fissata una lunghezza massima di stringa pari a 28 MF da 670 W del modello Canadian Solar BiHiKu 7.

Tenendo conto delle caratteristiche dell'inverter e del modulo scelto in fase di progettazione, il software elabora le combinazioni array-inverter con tutte le opportune verifiche; viene restituito, completata la configurazione elettrica, un riepilogo con le caratteristiche globali del sistema così configurato.

Lista dei sotto-campi		
Nome	#Mod #Inv.	#Stringa #MPPT
Sottocampo #1		
CSI Solar - CS7N-670MB-AG ...	28	81
Huawei Technologies - SUN2...	8	1
Sottocampo #2		
CSI Solar - CS7N-670MB-AG ...	28	71
Huawei Technologies - SUN2...	7	1
Sottocampo #3		
CSI Solar - CS7N-670MB-AG ...	28	82
Huawei Technologies - SUN2...	8	1
Sottocampo #4		
CSI Solar - CS7N-670MB-AG ...	28	72
Huawei Technologies - SUN2...	7	1
Sottocampo #5		
CSI Solar - CS7N-670MB-AG ...	28	61
Huawei Technologies - SUN2...	6	1
Sottocampo #6		
CSI Solar - CS7N-670MB-AG ...	28	61

Riepilogo sistema globale	
Nr. di moduli	39060
Superficie modulo	121334 m ²
N. di inverter	138
Potenza FV nominale	26170 kWp
Potenza AC nominale	27600 kWAC
Rapporto Pnom	0.948
Rapporto Pnom lim. rete	1.007

Figura 10 - Def array-inverter PVsyst

5.2.1 Perdite

In generale, le perdite possono essere definite come tutti quei fattori che abbassano la potenza nominale del modulo che dal produttore viene dichiarata a STC ovvero in condizione standard (irraggiamento pari a 1000 W/m² e temperatura ambiente pari a 25 °C).

Tali perdite possono essere riassunte nelle seguenti categorie:

- **Perdite per riflessione:** sono generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce di conseguenza la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita risulta in percentuale variabile tra 1 e 5 %;

- **Perdite per ombreggiamento:** sono prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante

effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica; Trattandosi della principale fonte di perdita, si rimanda ai paragrafi successivi per una trattazione più estesa.

- **Perdite per sporcamento:** sono dovute ai depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore ai 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito in esame, tali perdite possono essere dell'ordine dell'3 %;

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	13 di 20

- **Riduzione di potenza per radiazione reale:** l'efficienza nominale è specificata a STC (1000 W/m²), ma diminuisce con l'irraggiamento secondo il modello standard della cella fotovoltaica (**Figura 11**);

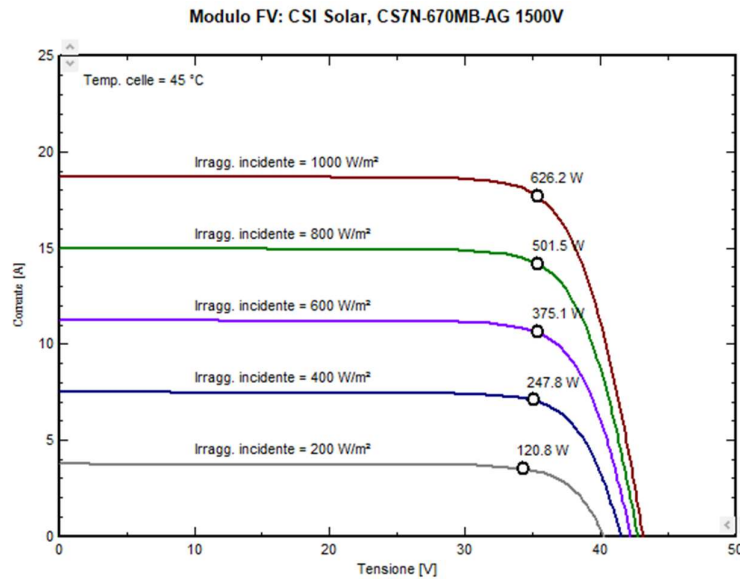


Figura 11 - Curva caratteristica I-V del modulo scelto

- **Perdite termiche:** le condizioni di prova standard sono eseguite per temperature operative di 25 °C, ma i moduli di solito lavorano a temperature più elevate. La perdita termica viene calcolata seguendo il modello ad un diodo; la temperatura (a differenza del valore dell'irraggiamento) influisce principalmente sulla tensione della curva I-V (**Figura 12**);

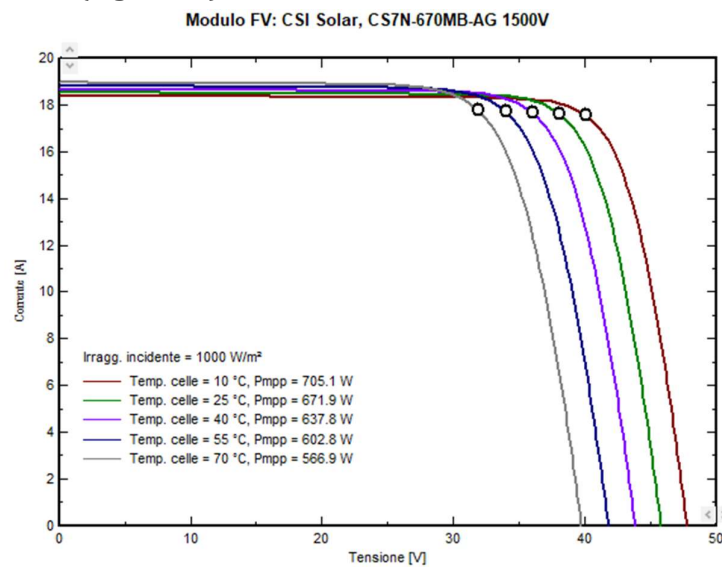


Figura 12 - Influenza della temperatura operativa sulla tensione del modulo scelto

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	14 di 20

- **Perdite di potenza dovute al “mismatching”:** sono causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causata sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura e irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitato dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare tra il 2 e 3 %. Si evidenzia che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione, andando collegare i moduli in serie con caratteristiche simili, basandosi sul flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore;
- **Perdite ohmiche:** si realizzano sia sui cavi del circuito DC sia su quelli del circuito AC e tengono della sezione e della lunghezza dei cavi stessi;
- **Perdita di qualità:** tali perdite sono generate dall'invecchiamento dei materiali che costituiscono il modulo fotovoltaico ed in particolare delle celle in silicio; tale parametro di “aeging” viene dato dal produttore con un attestato di garanzia;
- **Perdita di potenza lungo le tratte in CC:** sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);

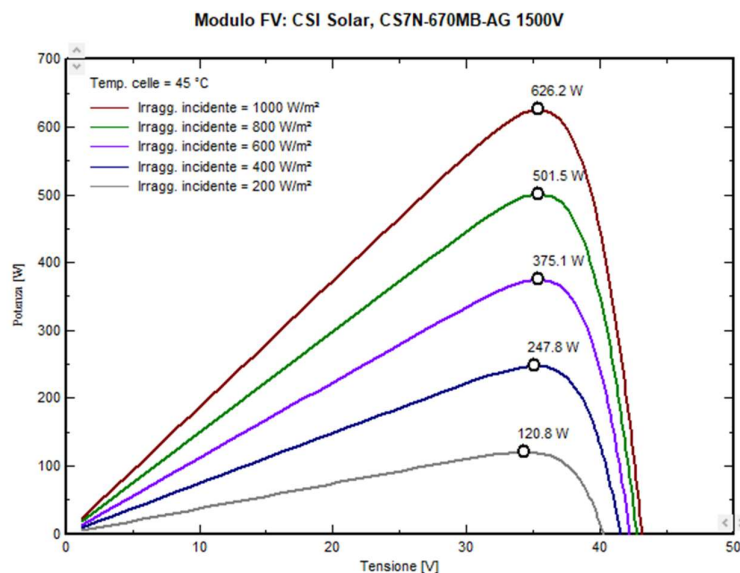


Figura 13 - Curva di potenza del modulo scelto

Esistono altre tipologie di perdite più dettagliate che il software consente di impostare oppure di lasciarle con valori di default (con valori che suggerisce).

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	15 di 20

Il software presenta nel report un diagramma dettagliato delle perdite, che risulta molto utile per una valutazione complessiva dell'analisi di simulazione effettuata.

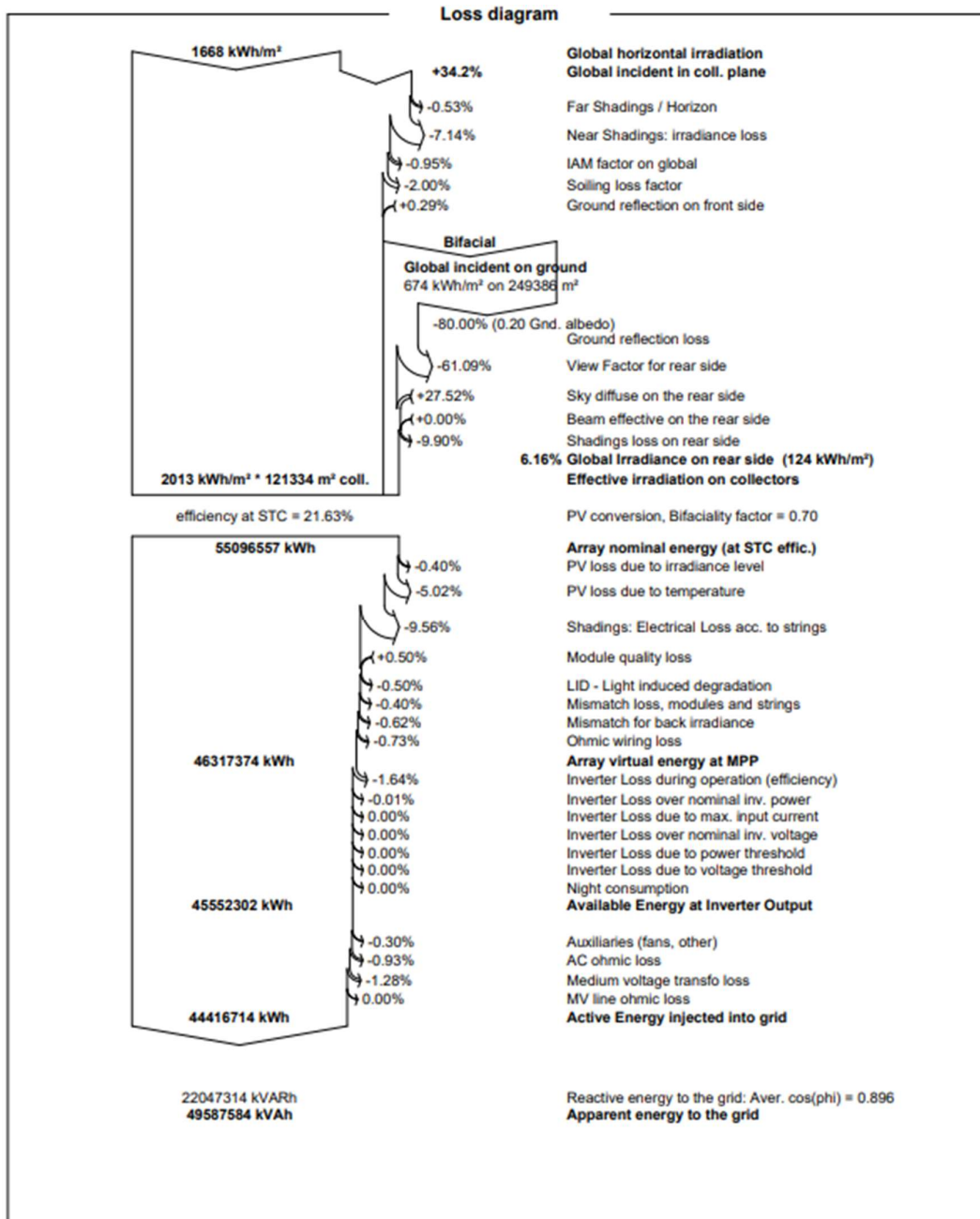


Figura 14 - Diagramma delle perdite - simulazione PVsyst

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	16 di 20

5.2.2 Modellazione della scena 3D – calcolo coefficienti d’ombreggiamento

Al fine di considerare nella simulazione gli effetti di ombreggiamento generati dall’ambiente circostante e quelli reciproci tra struttura e struttura in diverse condizioni di illuminazione, il software consente la creazione di uno scenario d’ombreggiamento.

Lo scenario può essere ricostruito a partire da dati di base quali ad esempio i punti topografici del terreno e il file di scena 3D generato o direttamente all’interno dell’interfaccia “creazione scenario d’ombre” o mediante l’utilizzo di software terzi come ad esempio il PVcase.

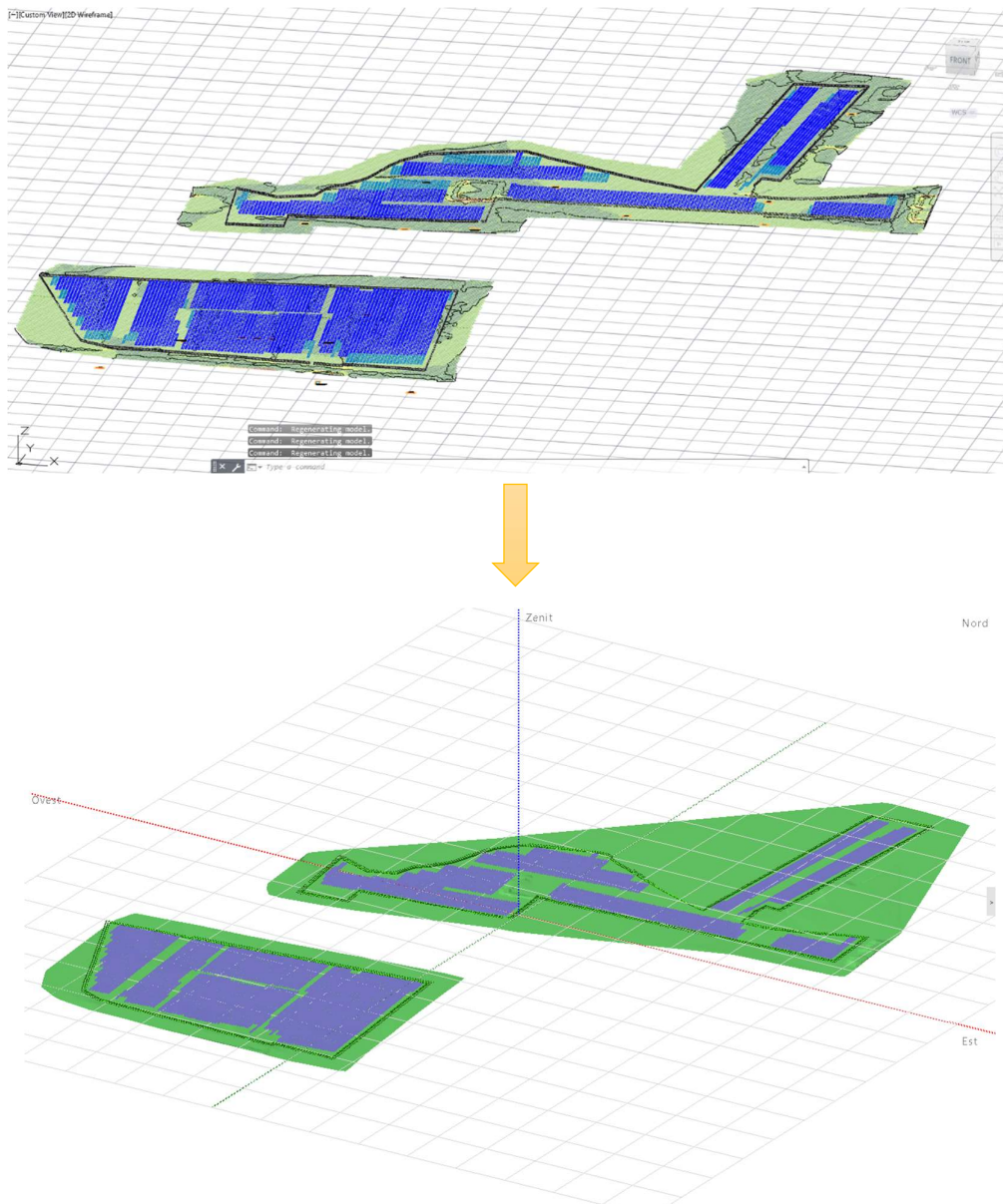


Figura 15 - Scena 3D ricostruita tramite dati importati (PVcase)

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	17 di 20

Una volta importati sia i dati topografici che i dati della scena (tipo di struttura, numero di strutture, inclinazione struttura, altezza da terra, ecc..) viene effettuata l'animazione delle ombre, finalizzata al calcolo dei fattori d'ombra.

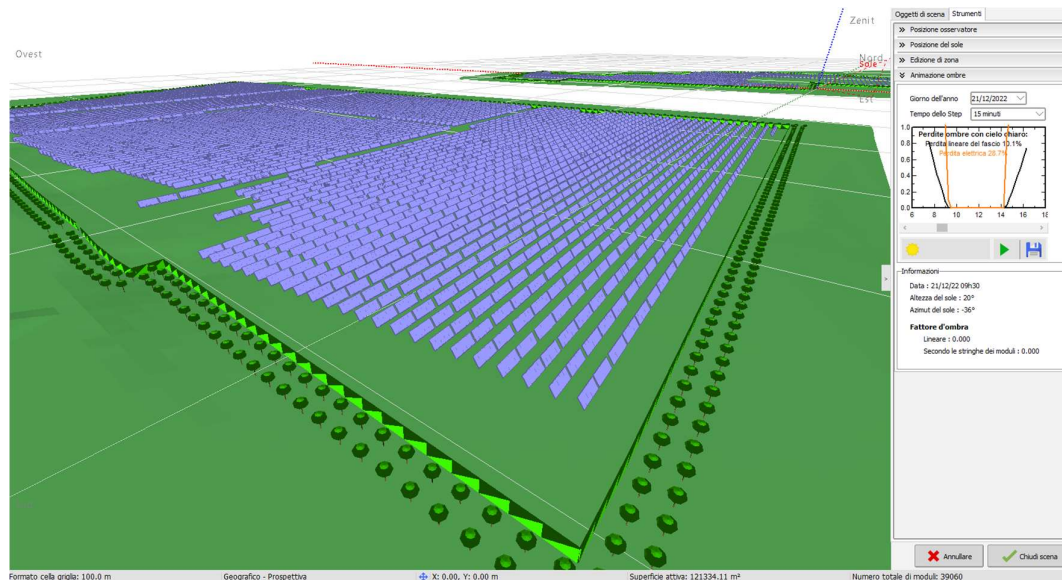


Figura 16 - Animazione ombre - calcolo fattori d'ombreggiamento

5.2.3 Scelta del Data-base meteo

PVsyst consente l'accesso a diverse fonti di dati meteorologici. Esistono diverse e sensibili discrepanze tra questi database ed è difficile stimare quale sia quello più adatto per un determinato progetto, anche se i fornitori di dati continuano a migliorare l'attendibilità dei dati e degli algoritmi.

I dati utili per la simulazione al PVsyst sono i seguenti:

- Irradianza orizzontale globale [W/m²]
- Irradianza orizzontale diffusa [W/m²]
- Velocità del vento [m/s]
- Temperatura [°C]

Per questo progetto sono stati considerati due database contenuti all'interno del software: Meteonorm e PVGIS.

Il database Meteonorm fornisce dati meteorologici mensili a partire da valori reali mensili acquisiti nell'arco di un ventennio, che mediante regressione statistica vengono trasformati in dati su base oraria (il file meteo generato in questo caso è di tipo sintetico, dato che i valori orari sono calcolati tramite algoritmi di regressione e non sono valori registrati reali).

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	18 di 20

I dati Meteonorm forniscono mediamente valori inferiori alla media attesa; ciò significa che le simulazioni con valori predefiniti in PVsyst saranno piuttosto conservative e forniranno risultati contenuti per il rendimento finale dell'impianto.

Contrariamente, le informazioni sulla radiazione solare e sulla temperatura fornite da PVGIS vengono estrapolate da dati satellitari. In questo modo, si hanno a disposizione informazioni per qualsiasi posizione su ampie aree geografiche con risoluzione temporale di tipo oraria.

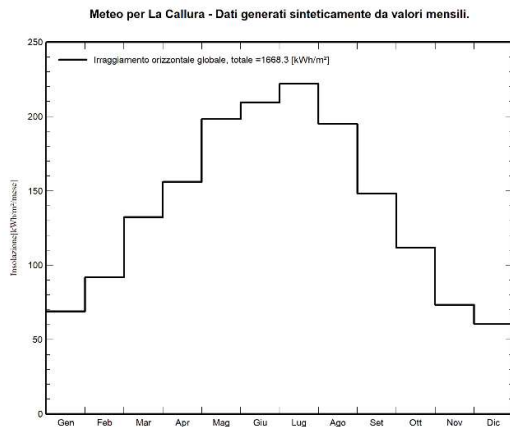


Figura 18 - Valore di irradiazione globale orizzontale mensile Meteonorm

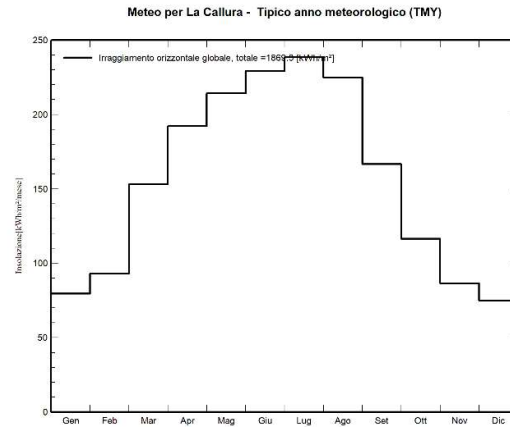


Figura 17 - Valore di irradiazione globale orizzontale mensile PVGIS

Nel caso in esame, si è scelto di effettuare due varianti di simulazione, una con dati Meteonorm e una con dati PVGIS; al fine restituire un valore di producibilità che sia rispondente il più possibile a valori attesi e potenzialmente reali, si considera come valore di producibilità atteso dall'impianto in progettazione il valore medio tra i due parametri generati dalle simulazioni.

6 RISULTANZE DELLE SIMULAZIONI

I principali parametri di output sono:

- **Energia prodotta (immessa in rete)**, espressa in MWh (o GWh)/anno;
- **Produzione specifica**, espressa in kWh/kWp/anno ovvero quanta energia viene prodotta per kilowatt di picco dell'impianto in un anno (espressa anche in ore equivalenti);
- **Performance Ratio o PR** espresso in percentuale, ovvero il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta (utilizzata), rispetto all'energia che verrebbe prodotta se il sistema funzionasse alla sua efficienza STC (Standard Test Conditions), calcolato dal software tramite la seguente formula:

CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	19 di 20

$$PR = \frac{E_{Grid}}{(Glob_{inc} \times P_{nomPV})}$$

Con:

- E_{grid} : energia elettrica effettivamente immessa in rete (in un sistema grid-connected)
- $Glob_{inc}$ la radiazione globale incidente sui moduli
- P_{nomPV} la potenza nominale DC dell'impianto

Considerando quanto detto al capitolo precedente si riportano di seguito i principali parametri calcolati per le due simulazioni fatte.

Project summary				
Geographical Site	Situation		Project settings	
La Callura	Latitude	37.41 °N	Albedo	0.20
Italia	Longitude	14.83 °E		
	Altitude	32 m		
	Time zone	UTC+1		
Meteo data				
La Callura				
PVGIS api TMY				
System summary				
Grid-Connected System	Tracking system		Near Shadings	
PV Field Orientation	Tracking algorithm		According to strings : Fast (table)	
Orientation	Astronomic calculation		Electrical effect	100 %
Tracking plane, tilted axis	Wind Speed threshold	0 m/s	Diffuse shading	Automatic
Avg axis tilt	-0.2 °			
Avg axis azim.	-5 °	Wind stow position	0 °	
System information				
PV Array		Inverters		
Nb. of modules	39060 units	Nb. of units	138 units	
Pnom total	26.17 MWp	Pnom total	27.60 MWac	
		Grid power limit	26.00 MWac	
		Grid lim. Pnom ratio	1.007	
User's needs				
Unlimited load (grid)				
Results summary				
Produced Energy	50039046 kWh/year	Specific production	1912 kWh/kWp/year	
Apparent energy	55879939 kVAh/year	Perf. Ratio PR	73.69 %	

Figura 19 - Risultati variante di simulazione PVGIS

Project summary				
Geographical Site	Situation		Project settings	
La Callura	Latitude	37.41 °N	Albedo	0.20
Italia	Longitude	14.83 °E		
	Altitude	32 m		
	Time zone	UTC+1		
Meteo data				
La Callura				
Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico				
System summary				
Grid-Connected System	Tracking system		Near Shadings	
PV Field Orientation	Tracking algorithm		According to strings : Fast (table)	
Orientation	Astronomic calculation		Electrical effect	100 %
Tracking plane, tilted axis	Wind Speed threshold	0 m/s	Diffuse shading	Automatic
Avg axis tilt	-0.2 °	Wind stow position	0 °	
Avg axis azim.	-5 °			
System information				
PV Array		Inverters		
Nb. of modules	39060 units	Nb. of units	138 units	
Pnom total	26.17 MWp	Pnom total	27.60 MWac	
		Grid power limit	26.00 MWac	
		Grid lim. Pnom ratio	1.007	
User's needs				
Unlimited load (grid)				
Results summary				
Produced Energy	44416541 kWh/year	Specific production	1697 kWh/kWp/year	
Apparent energy	49587376 kVAh/year	Perf. Ratio PR	75.82 %	

Figura 20 - Risultati variante di simulazione Meteonorm



CODICE ELABORATO	16-PD.16
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	26/10/2023
PAGINA	20 di 20

RELAZIONE ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

Per quanto detto prima si ritiene che un valore di producibilità atteso potenziale per l'impianto in progetto sia pari a **1804 kWh/kWp/anno (ore equivalenti)** pari alla media dei valori di producibilità calcolati tramite le due simulazioni.

Per completezza, in allegato alla presente relazione tecnica si riportano i due report completi di simulazione elaborati al PVsyst.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: CHUB 1

Variant: Simulazione REV00_DB_PVGIS

Tracking system

System power: 26.17 MWp

La Callura - Italy

E-Prima



E-PRIMA

**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
La Callura	Latitude 37.41 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 14.83 °E	
	Altitude 32 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
La Callura		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system	Near Shadings
PV Field Orientation	Tracking algorithm	According to strings : Fast (table)
Orientation	Astronomic calculation	Electrical effect 100 %
Tracking plane, horizontal N-S axis	Wind Speed threshold 0 m/s	Diffuse shading Automatic
Avg axis azim. -5 °	Wind stow position 0 °	
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 39060 units	Nb. of units 138 units	
Pnom total 26.17 MWp	Pnom total 27.60 MWac	
	Grid power limit 26.00 MWac	
	Grid lim. Pnom ratio 1.007	
User's needs		
Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy 50039238 kWh/year	Specific production 1912 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 73.69 %
Apparent energy 55880167 kVAh/year		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	8
Near shading definition - Iso-shadings diagram	9
Main results	10
Loss diagram	11
Predef. graphs	12
Single-line diagram	18
CO ₂ Emission Balance	19

**PVsyst V7.4.2**

VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Trackers configuration	
Orientation		Astronomic calculation		Nb. of trackers 6559 units	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Wind Speed threshold 0 m/s		Sizes	
Avg axis azim. -5 °		Wind stow position 0 °		Tracker Spacing 4.90 m	
				Collector width 2.38 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 48.7 %	
				Phi min / max. -/+ 55.0 °	
				Shading limit angles	
				Phi limits for BT -/+ 60.7 °	
Models used		Near Shadings		User's needs	
Transposition Perez		According to strings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	
Diffuse Imported		Electrical effect 100 %			
Circumsolar separate		Diffuse shading Automatic			
Horizon					
Average Height 1.7 °					
Bifacial system					
Model 2D Calculation					
unlimited trackers					
Bifacial model geometry				Bifacial model definitions	
Tracker Spacing 4.90 m				Ground albedo 0.20	
Tracker width 2.38 m				Bifaciality factor 70 %	
GCR 48.7 %				Rear shading factor 9.9 %	
Axis height above ground 2.10 m				Rear mismatch loss 10.0 %	
				Shed transparent fraction 0.0 %	
Grid injection point					
Grid power limitation		Power factor			
Active power 26.00 MWac		Cos(phi) (lagging) 0.900			
Pnom ratio 1.007					

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer CSI Solar		Manufacturer Huawei Technologies	
Model CS7N-670MB-AG 1500V		Model SUN2000-215KTL-H3	
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 670 Wp		Unit Nom. Power 200 kWac	
Number of PV modules 39060 units		Number of inverters 138 units	
Nominal (STC) 26.17 MWp		Total power 27600 kWac	
Array #1 - Sottocampo #1			
Number of PV modules 2268 units		Number of inverters 8 units	
Nominal (STC) 1520 kWp		Total power 1600 kWac	
Modules 81 Strings x 28 In series			
At operating cond. (50°C)		Operating voltage 550-1500 V	
Pmpp 1394 kWp		Pnom ratio (DC:AC) 0.95	
U mpp 971 V		Power sharing within this inverter	
I mpp 1435 A			

**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

PV Array Characteristics**Array #2 - Sottocampo #2**

Number of PV modules	1988 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1332 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	71 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1222 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1258 A	Power sharing within this inverter	

Array #3 - Sottocampo #3

Number of PV modules	2296 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	1538 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	82 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1411 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
I mpp	1453 A	Power sharing within this inverter	

Array #4 - Sottocampo #4

Number of PV modules	2016 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1351 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	72 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1239 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
I mpp	1276 A	Power sharing within this inverter	

Array #5 - Sottocampo #5

Number of PV modules	1708 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1144 kWp	Total power	1200 kWac
Modules	61 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1050 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1081 A	Power sharing within this inverter	

Array #6 - Sottocampo #6

Number of PV modules	1708 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1144 kWp	Total power	1200 kWac
Modules	61 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1050 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1081 A	Power sharing within this inverter	

Array #7 - Sottocampo #7

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1876 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1721 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
I mpp	1772 A	Power sharing within this inverter	

**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

PV Array Characteristics**Array #8 - Sottocampo #8**

Number of PV modules	2520 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1688 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	90 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1549 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1595 A		

Array #9 - Sottocampo #9

Number of PV modules	3136 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2101 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	112 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1927 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1985 A		

Array #10 - Sottocampo #10

Number of PV modules	2828 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1895 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	101 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1738 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1790 A		

Array #11 - Sottocampo #11

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1876 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1721 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1772 A		

Array #12 - Sottocampo #12

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1876 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1721 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1772 A		

Array #13 - Sottocampo #13

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1566 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1613 A		

**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

PV Array Characteristics**Array #14 - Sottocampo #14**

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1566 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1613 A		

Array #15 - Sottocampo #15

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1566 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1613 A		

Array #16 - Sottocampo #16

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1566 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1613 A		

Total PV power

Nominal (STC)	26170 kWp
Total	39060 modules
Module area	121334 m ²

Total inverter power

Total power	27600 kWac
Number of inverters	138 units
Pnom ratio	0.95
Inverter PNom limit defined as apparent power	

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.3 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.4.2**

VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.43 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #1 - Sottocampo #1

Global array res. 7.5 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 7.4 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 9.9 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #11 - Sottocampo #11

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #13 - Sottocampo #13

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #15 - Sottocampo #15

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 8.5 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 8.4 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 9.9 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #10 - Sottocampo #10

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #12 - Sottocampo #12

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #14 - Sottocampo #14

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #16 - Sottocampo #16

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

System losses**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.50 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (138 Inv.) Copper 138 x 3 x 50 mm²
Average wires length 111 m

AC losses in transformers**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 25.75 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 25.75 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 257.46 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.25 mΩ



PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Horizon definition

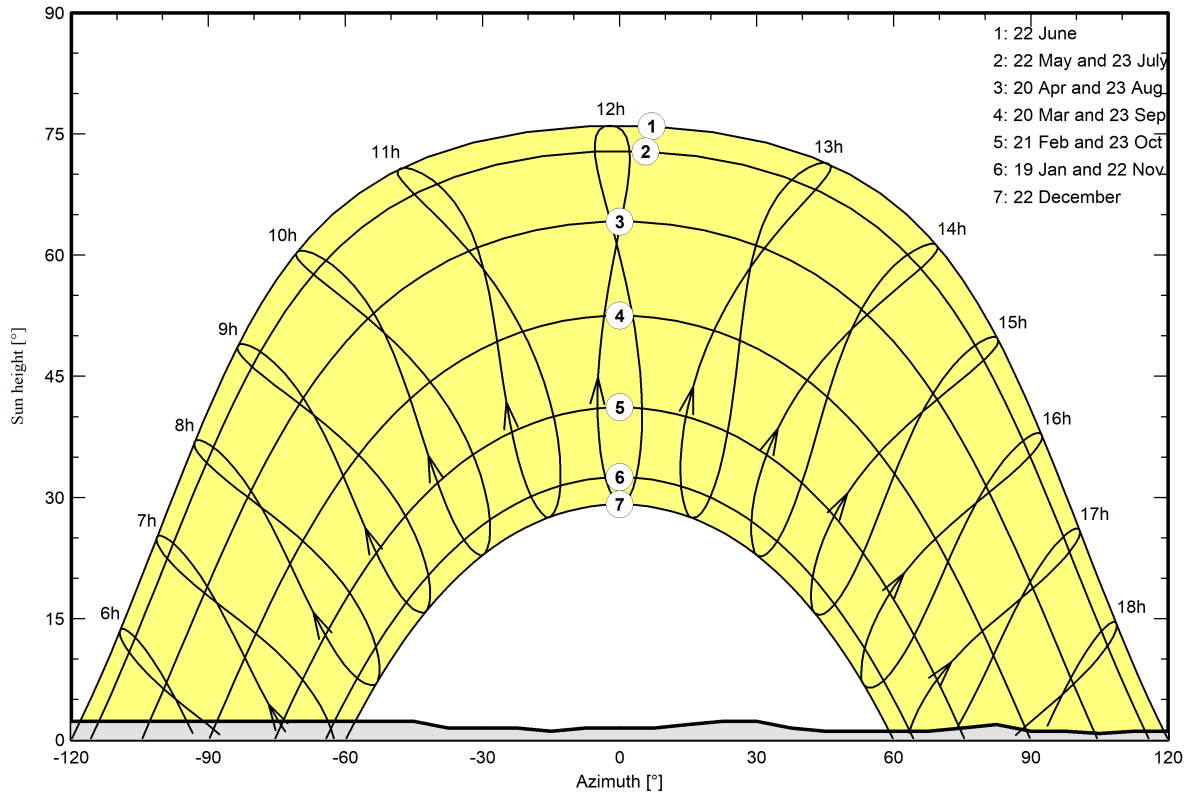
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'21", Long=14°49'21", Alt=31m

Average Height	1.7 °	Albedo Factor	0.94
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-23
Height [°]	1.1	1.5	2.3	4.2	2.3	1.5	2.3	2.3	1.5	1.5
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	30	38	45	68	75
Height [°]	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3	2.3	1.5	1.1	1.1	1.5
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	180	
Height [°]	1.9	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	1.5	1.1	1.1	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



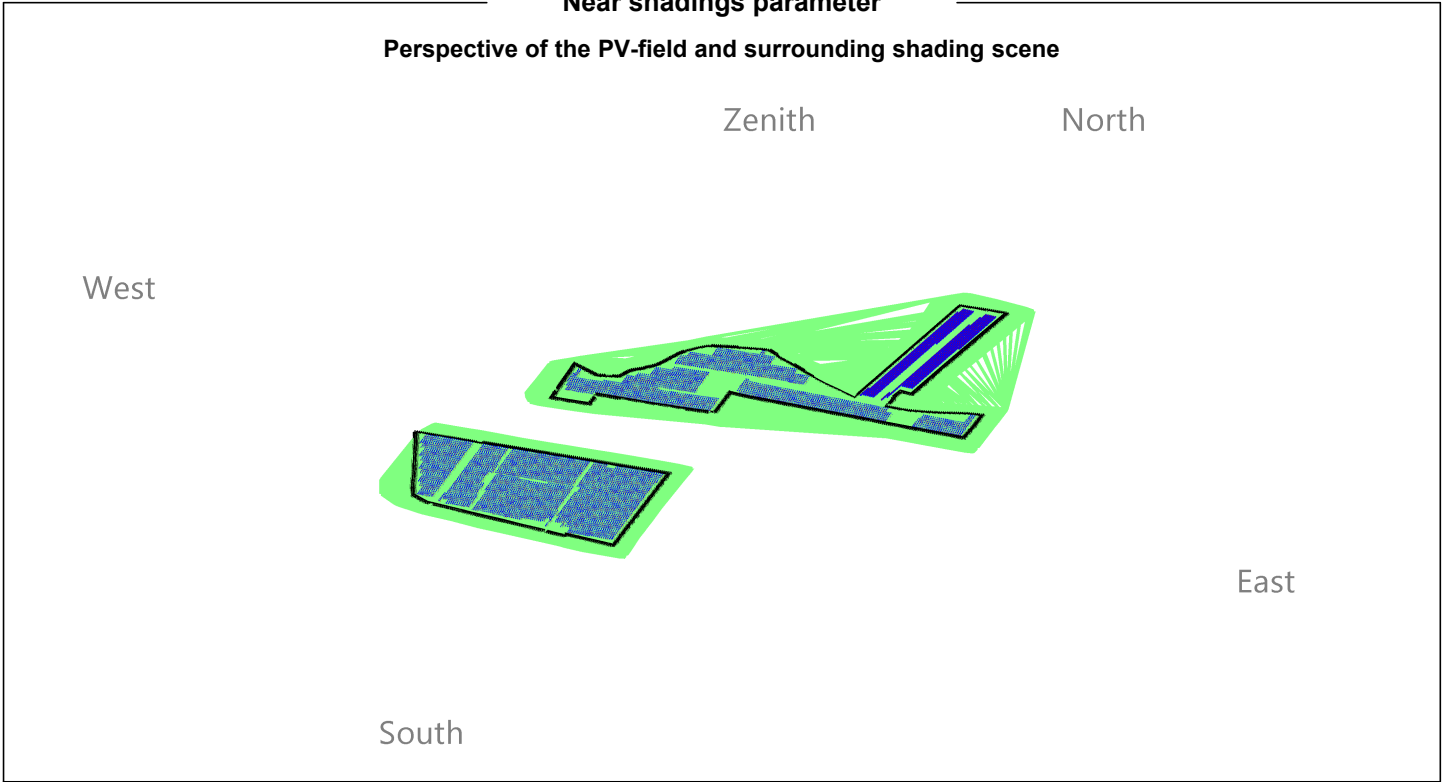


PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

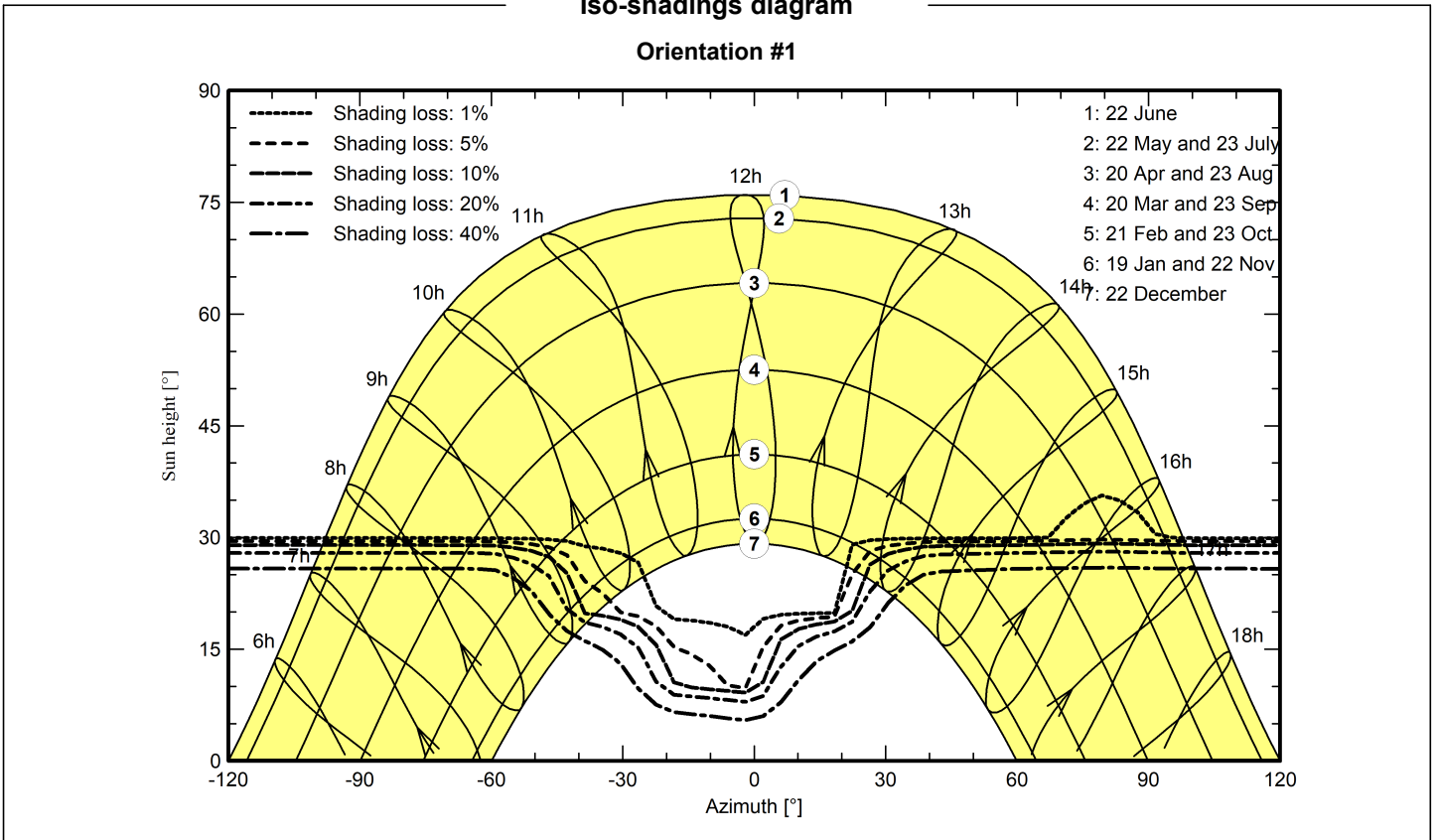
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.4.2

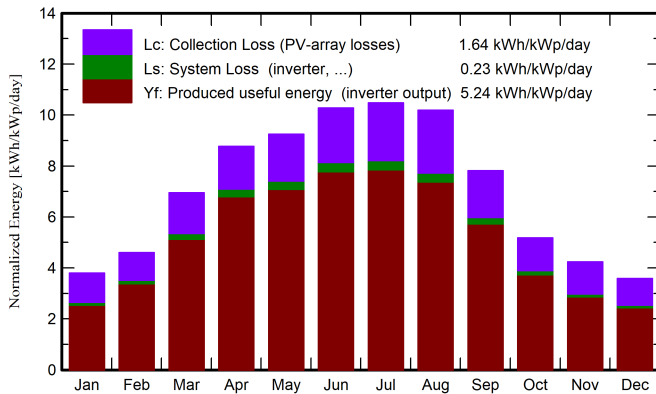
VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Main results

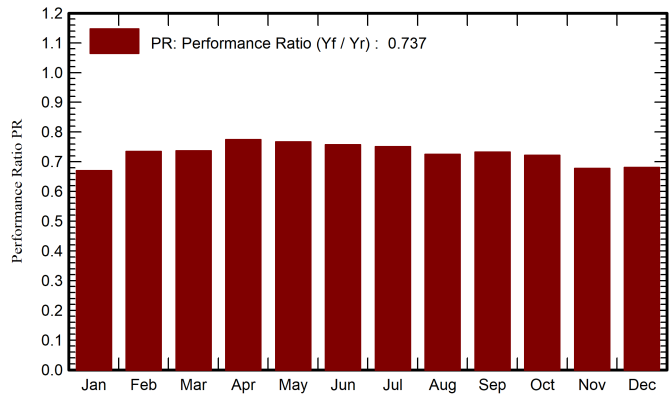
System Production

Produced Energy	50039238 kWh/year	Specific production	1912 kWh/kWp/year
Apparent energy	55880167 kWh/year	Perf. Ratio PR	73.69 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	79.6	29.36	10.38	117.9	100.0	2151847	2067709	0.670
February	93.1	39.68	12.49	128.8	112.1	2577376	2475979	0.734
March	153.1	49.49	11.95	215.6	190.5	4343405	4160747	0.737
April	192.1	61.25	14.74	263.2	237.7	5579869	5336729	0.775
May	214.3	70.22	20.70	286.7	261.5	6014750	5751285	0.767
June	229.2	67.73	24.64	308.3	282.1	6394303	6112747	0.758
July	238.6	60.25	27.19	324.7	298.4	6673731	6377886	0.751
August	224.8	53.48	27.63	315.9	285.1	6268725	5989753	0.725
September	166.7	51.40	24.33	234.7	209.9	4696783	4498433	0.732
October	116.4	46.73	18.17	160.5	140.4	3159319	3032779	0.722
November	86.6	32.57	13.93	127.1	107.5	2343346	2251885	0.677
December	74.9	28.97	9.16	111.3	92.9	2062664	1983306	0.681
Year	1869.3	591.12	17.97	2594.8	2318.0	52266116	50039238	0.737

Legends

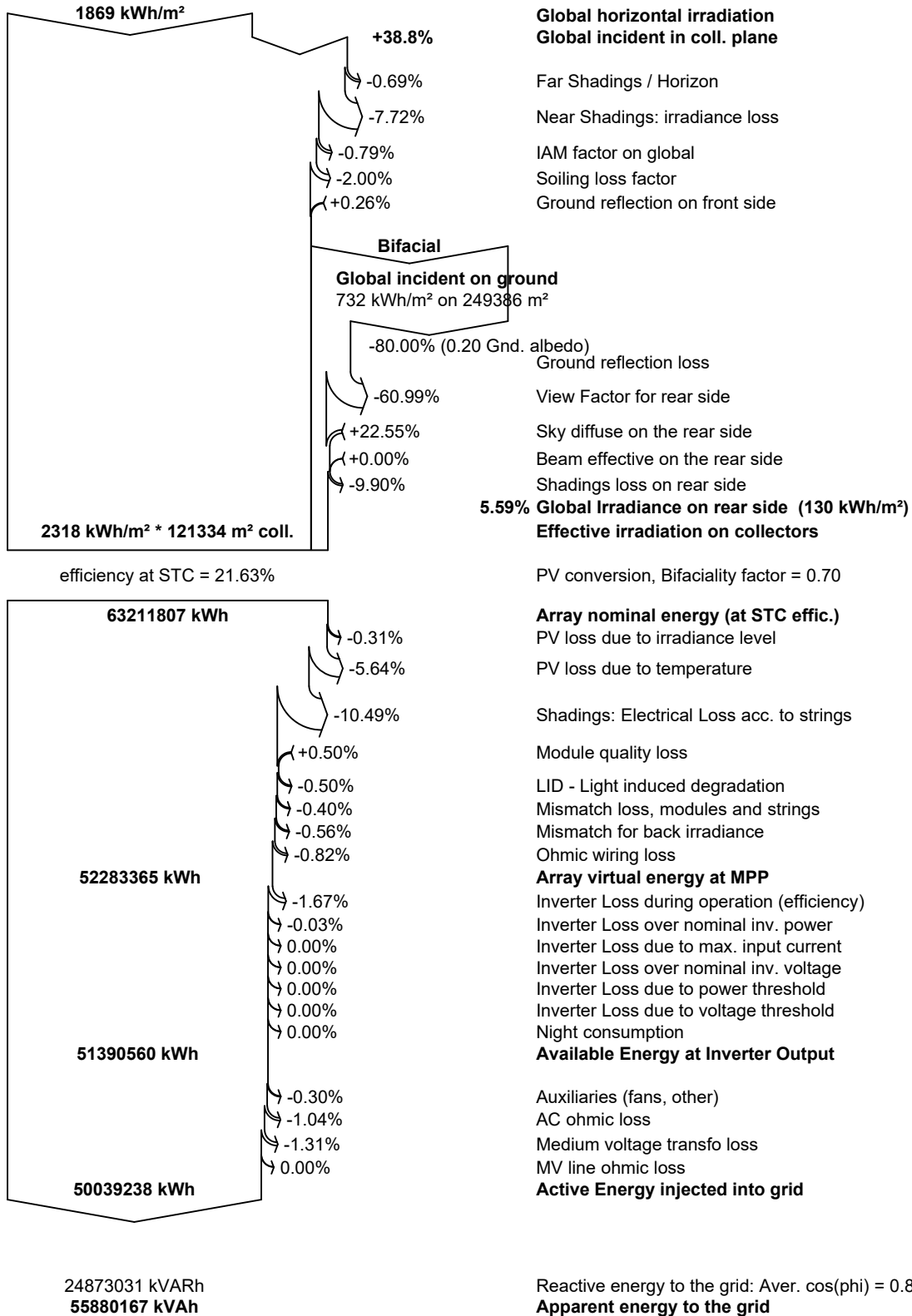
- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | | |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | | |



PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Loss diagram



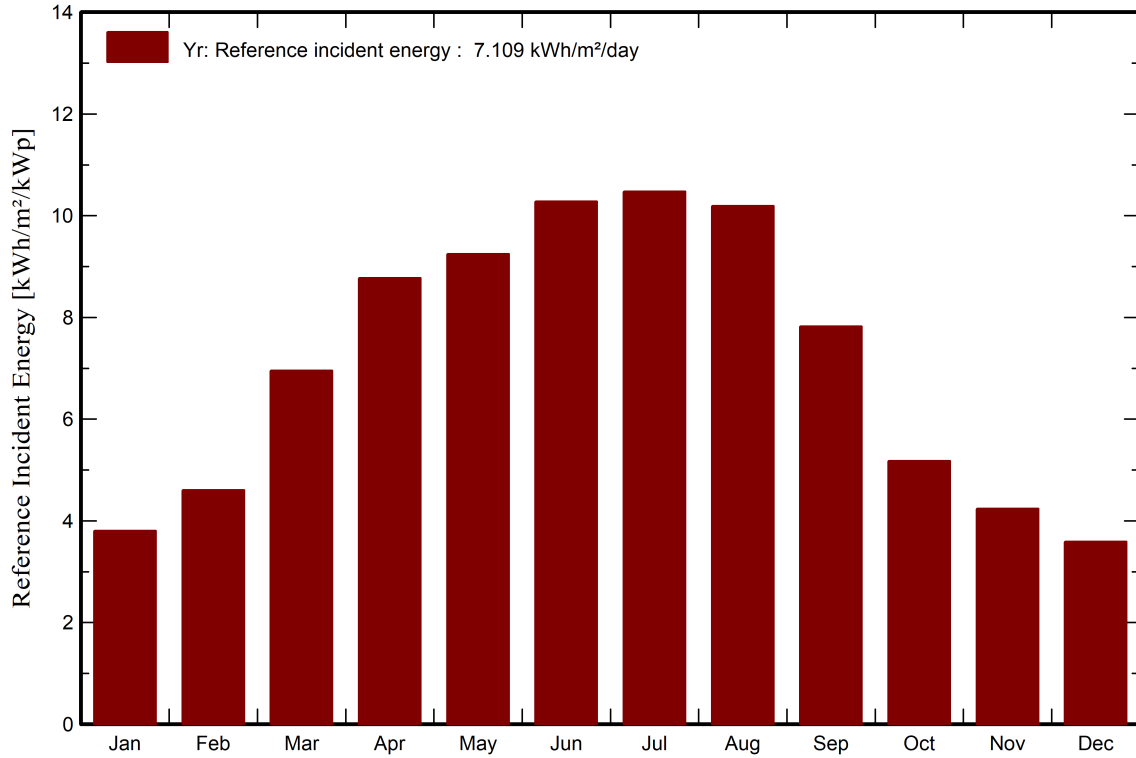


PVsyst V7.4.2

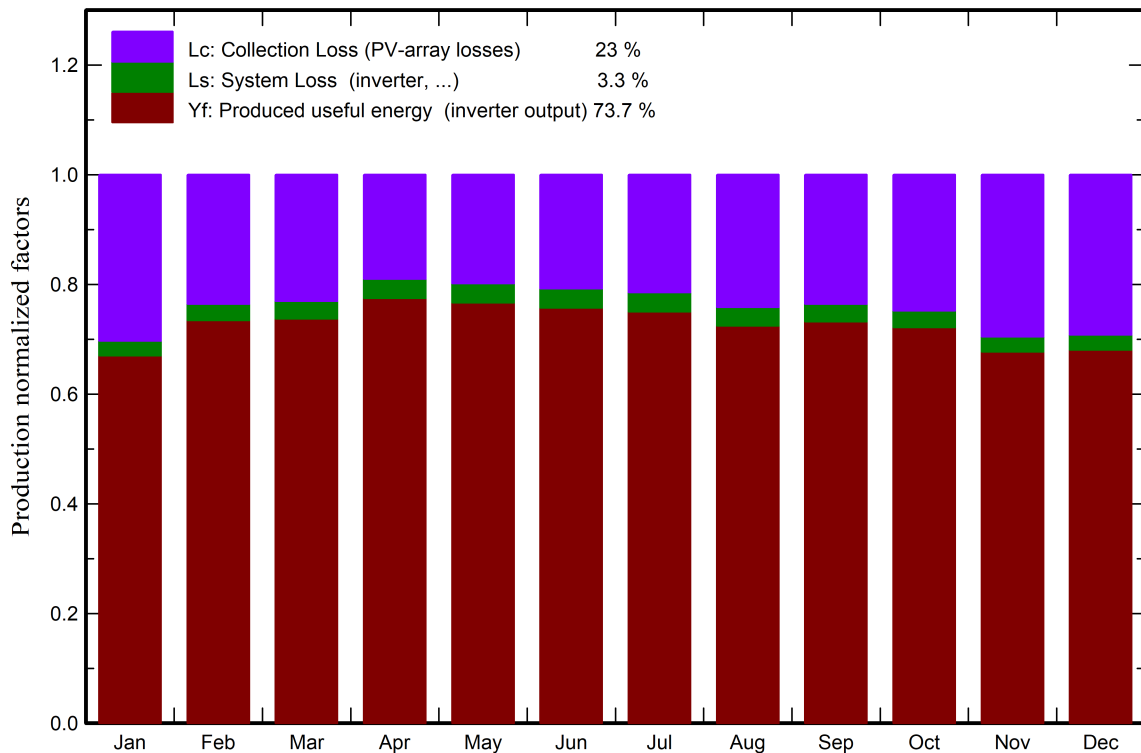
VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



Fattori normalizzati di produzione e di perdita



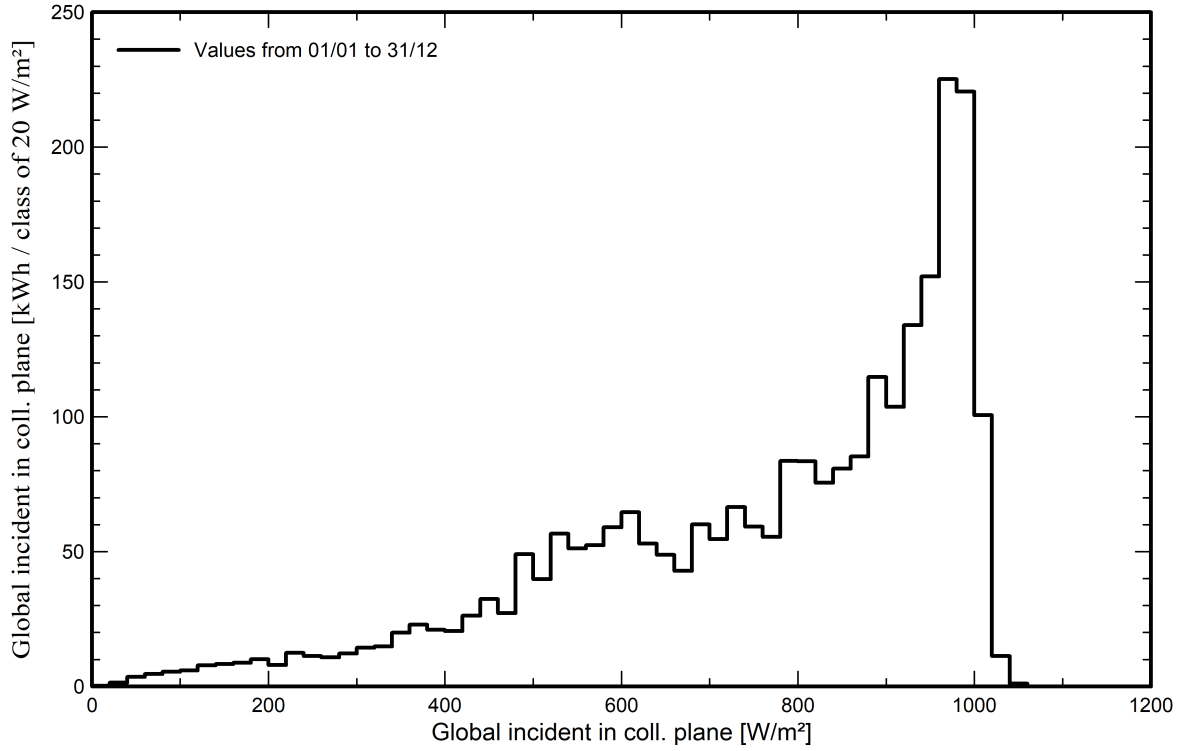


PVsyst V7.4.2

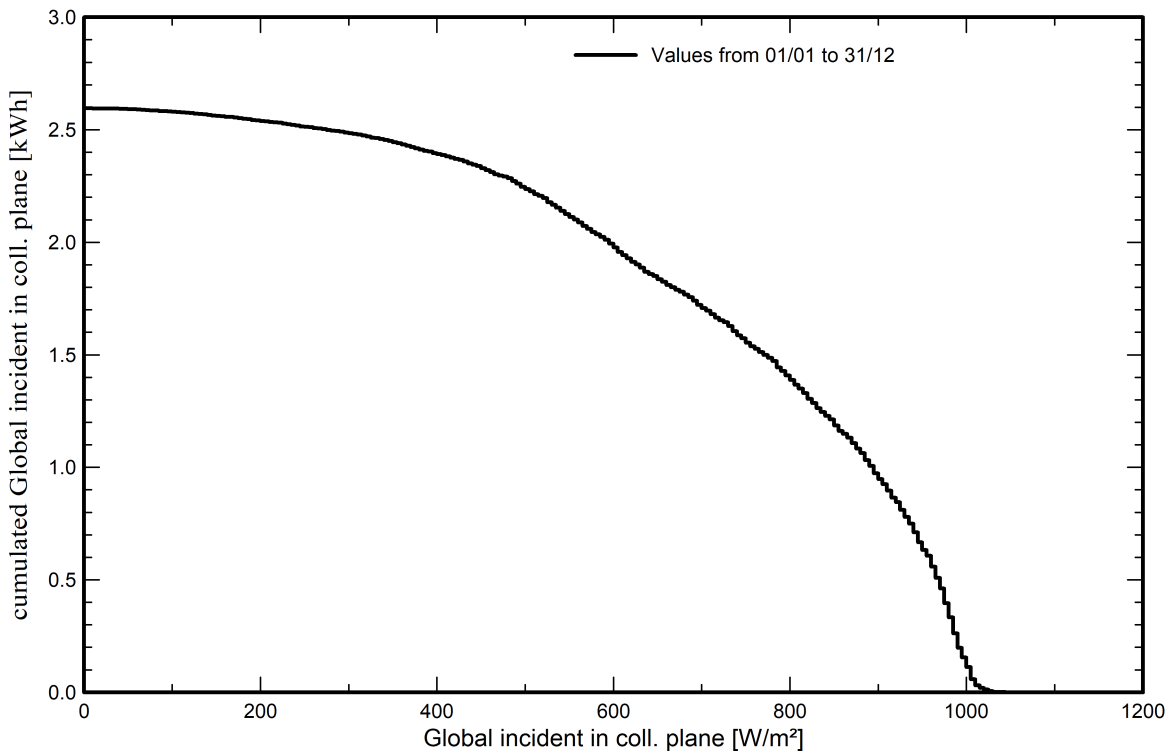
VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente





PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace

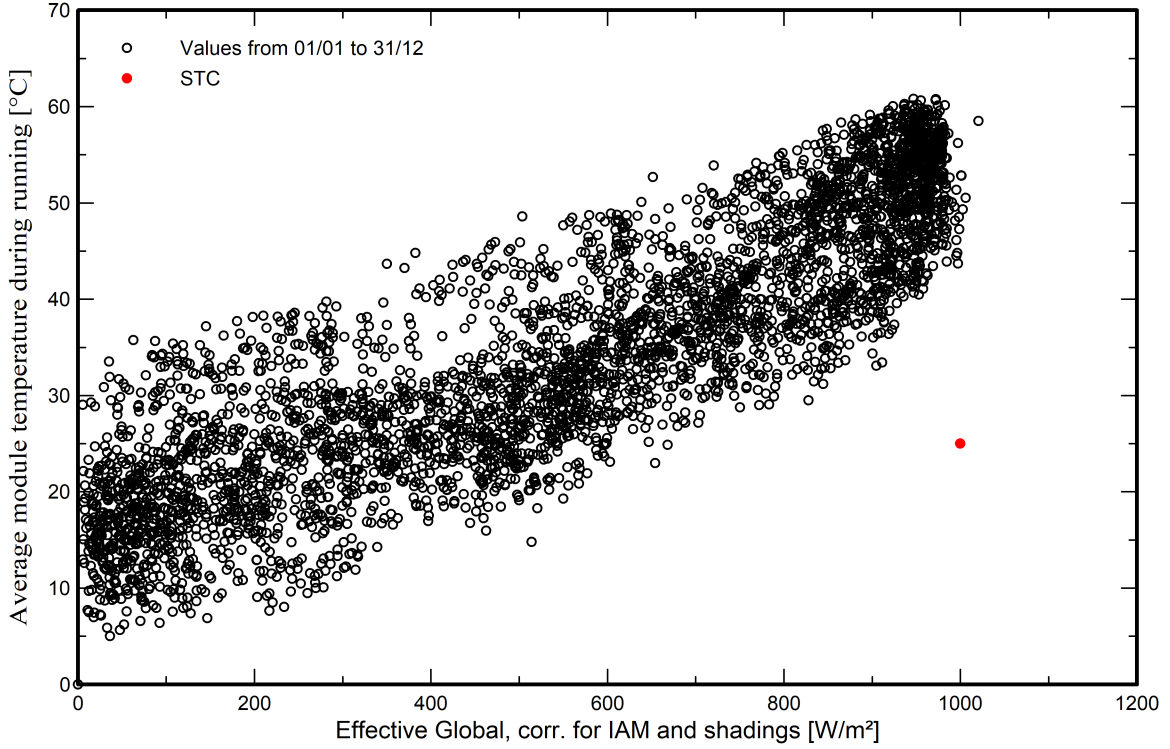
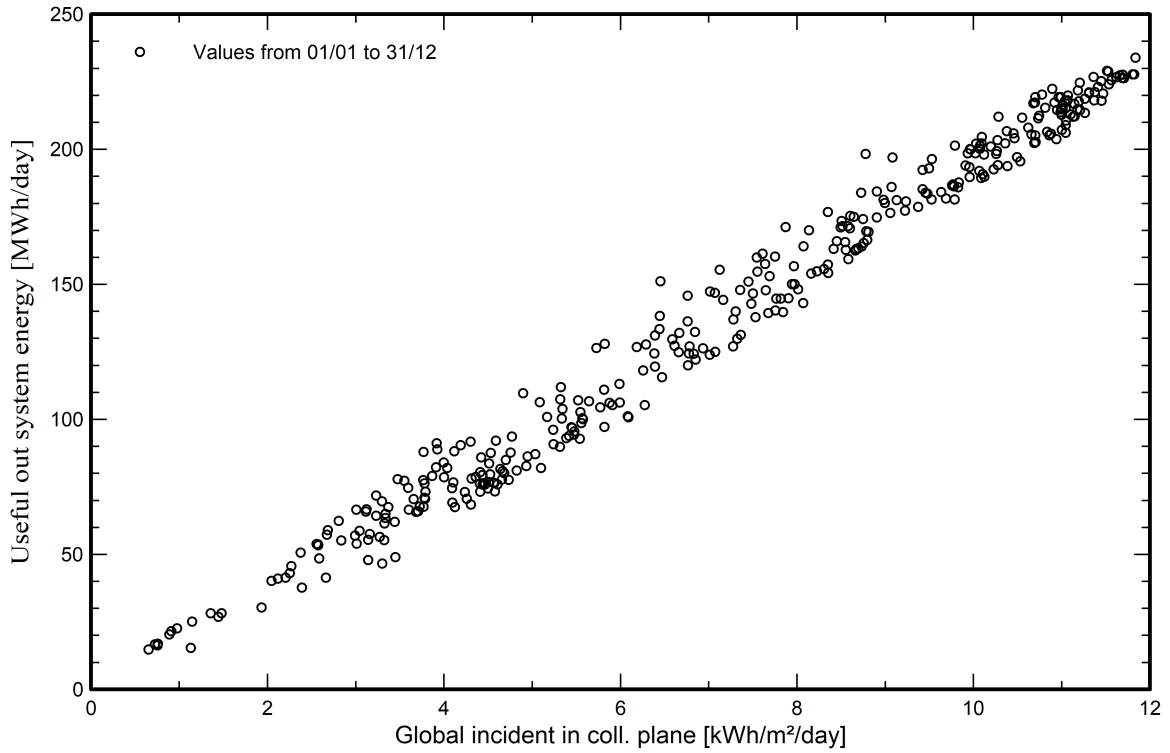


Diagramma giornaliero entrata/uscita



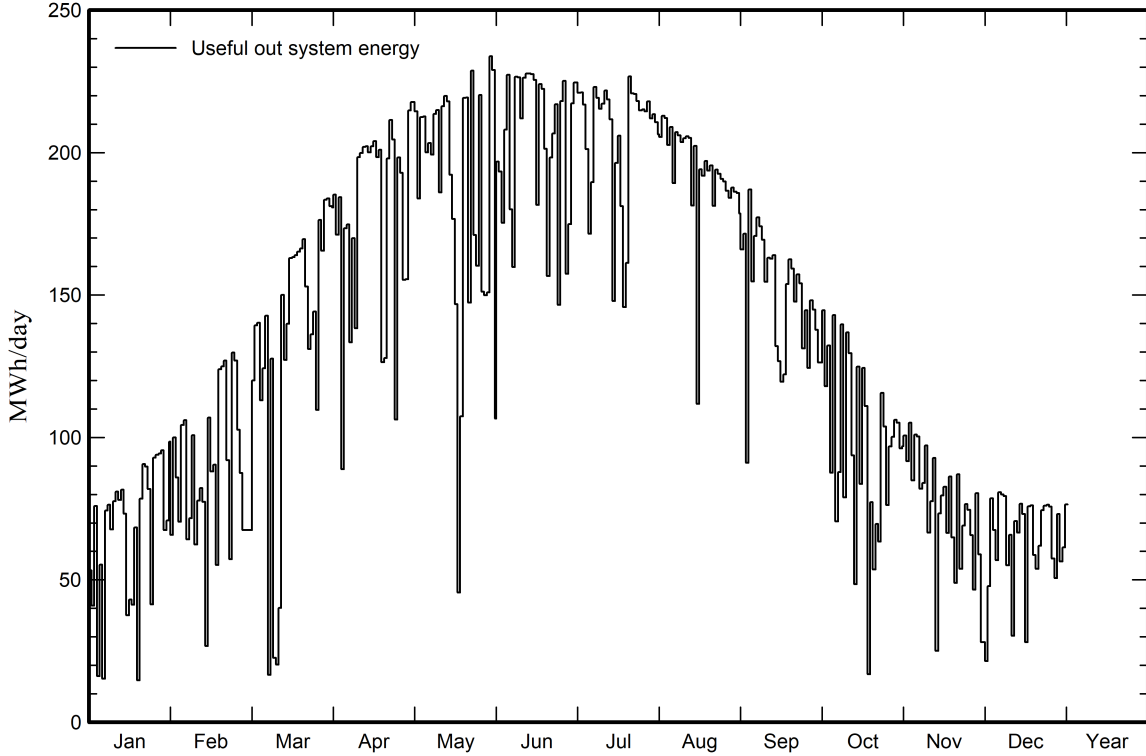


PVsyst V7.4.2

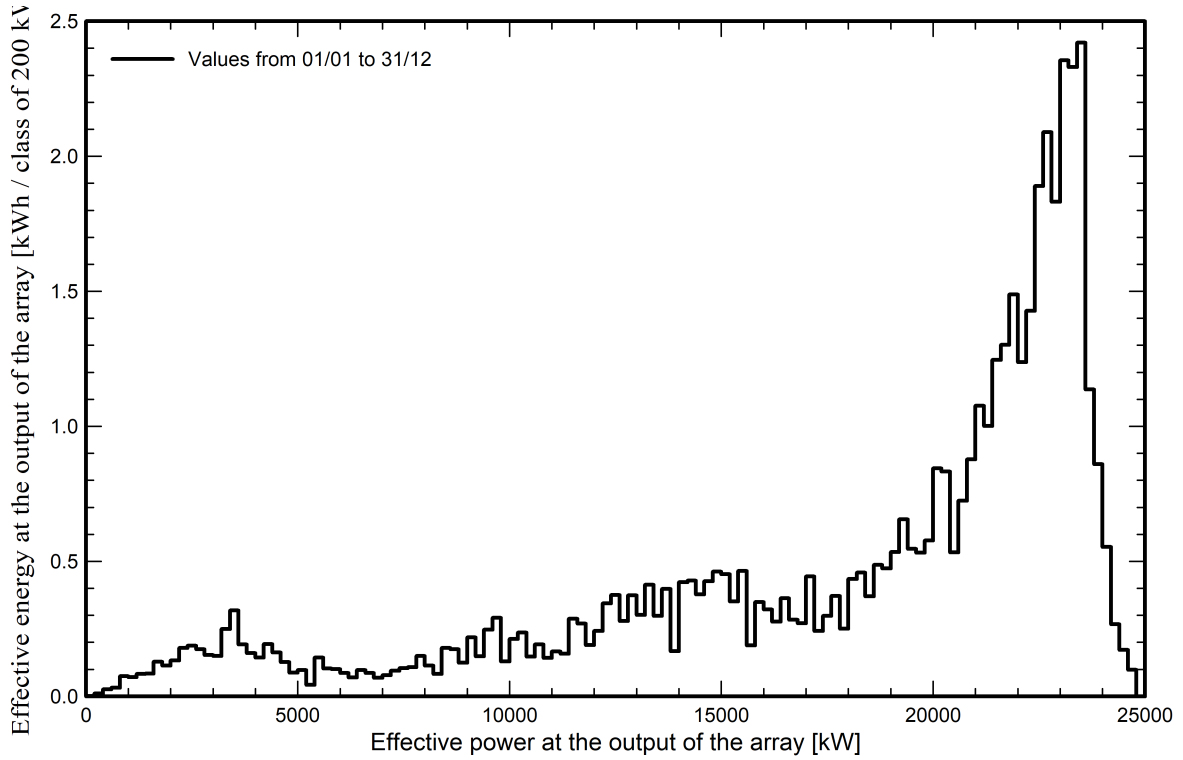
VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Predef. graphs

Energia giornaliera in uscita sistema



Distribuzione potenza dell'impianto



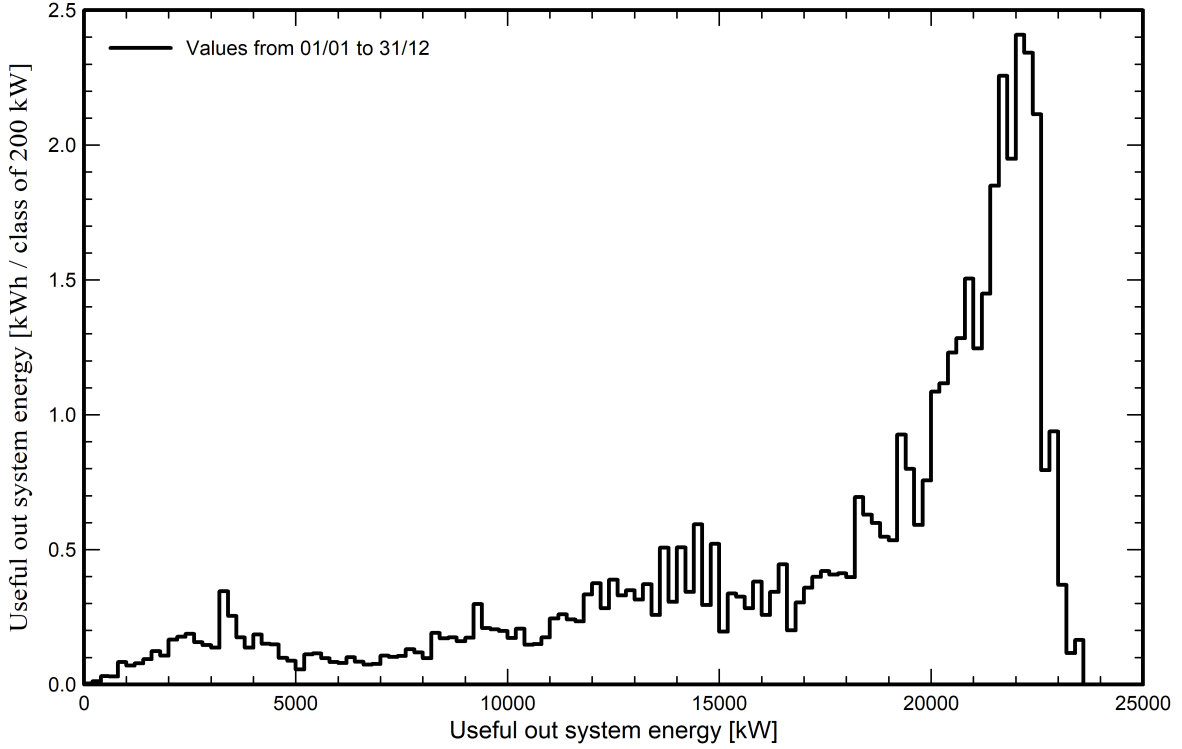


PVsyst V7.4.2

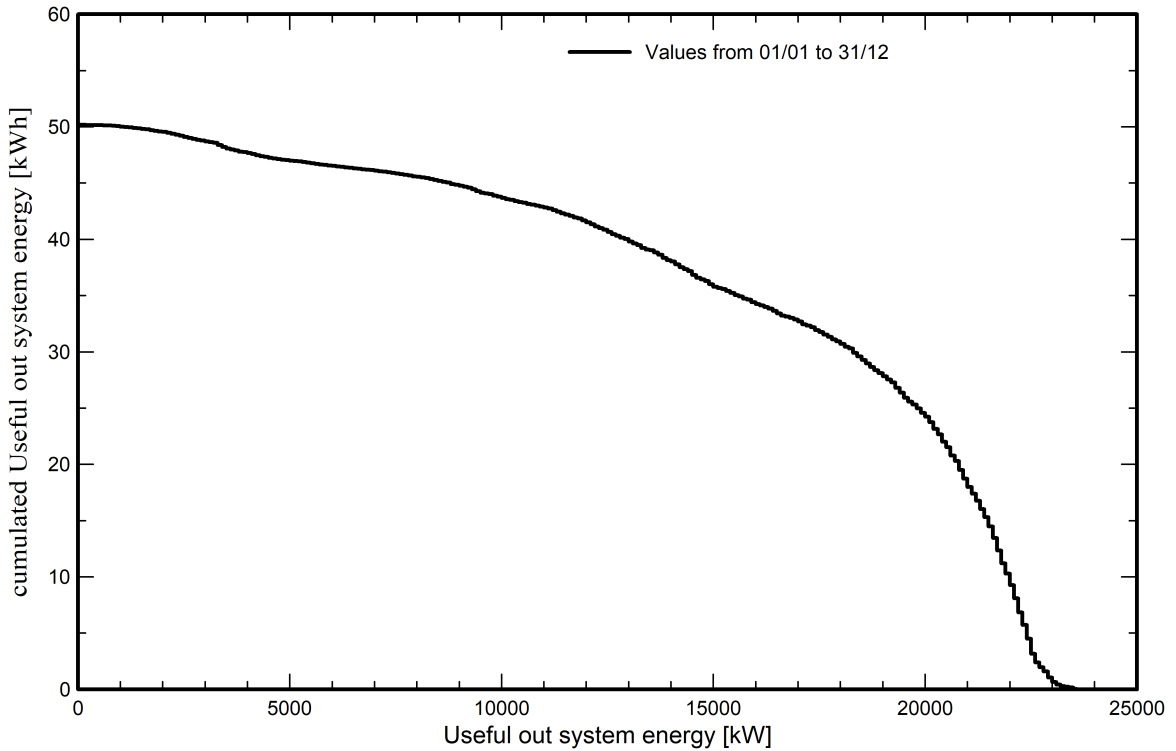
VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Predef. graphs

Distribuzione potenza in uscita sistema



Coda della distribuzione della potenza in uscita



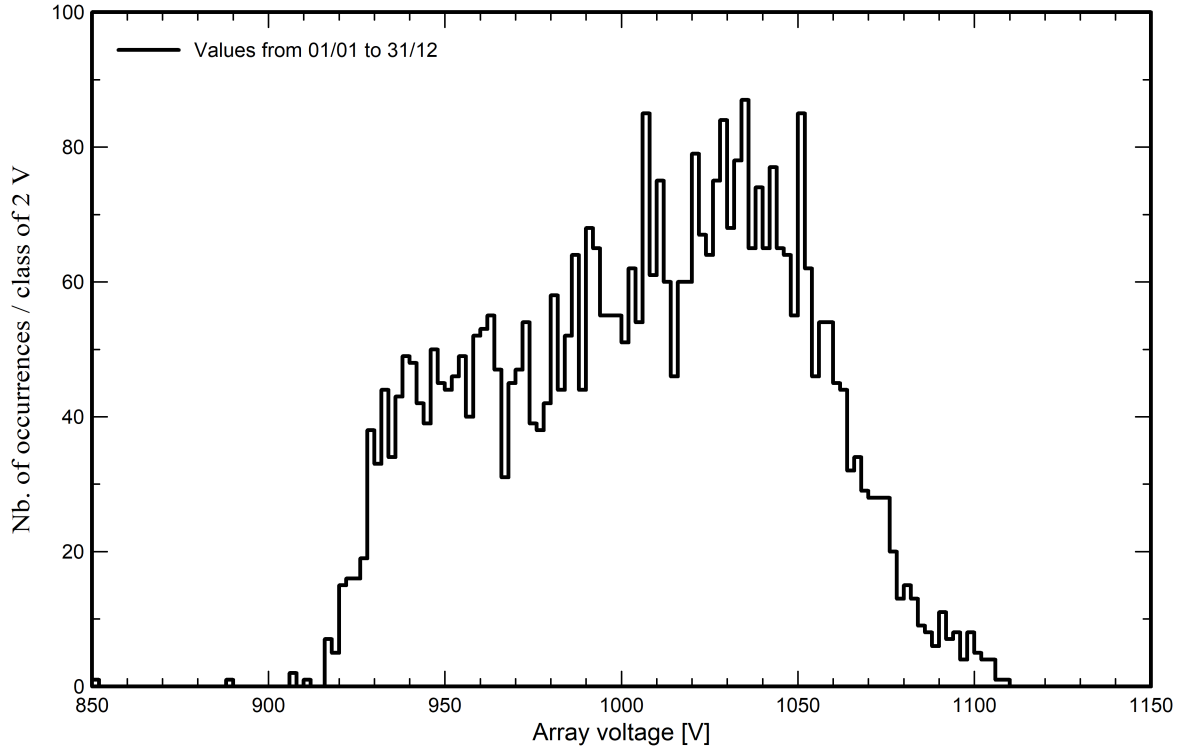


PVsyst V7.4.2

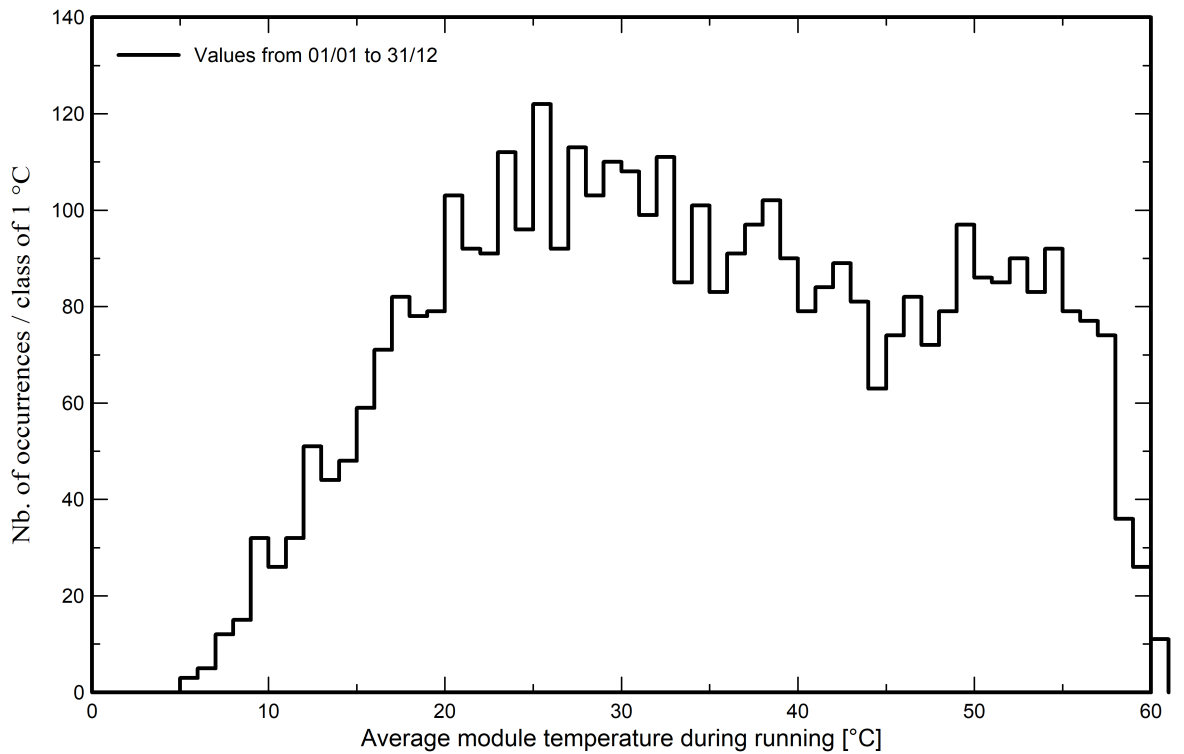
VC0, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto

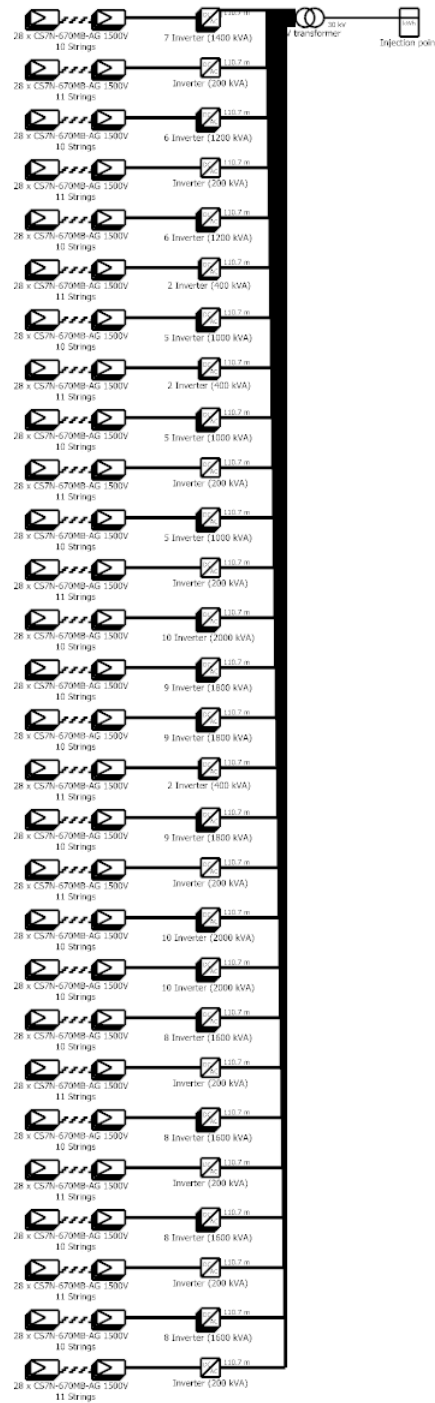




PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

Single-line diagram



PV module	CS7N-670MB-AG 1500V
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
String	28 x CS7N-670MB-AG 1500V

CHUB 1

VCO : Simulazione REV00_DB_PVGIS

26/10/23





PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
26/10/23 10:03
with v7.4.2

CO₂ Emission Balance

Total: 806183.0 tCO₂

Generated emissions

Total: 53479.91 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 990776.9 tCO₂

System production: 50039.24 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 660 gCO₂/kWh

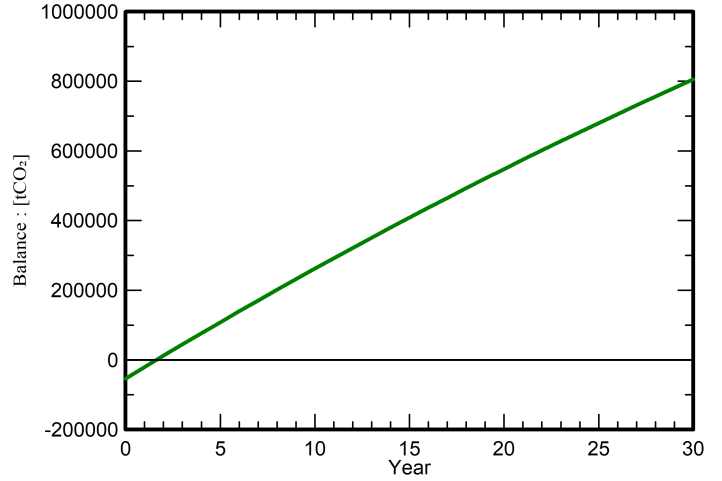
Source: IEA List

Country: Zimbabwe

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	26170 kWp	44822225
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	1953000 kg	8597497
Inverters	436 kgCO ₂ /units	138 units	60186

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: CHUB 1

Variant: Simulazione REV00_DB_METEONORM

Tracking system

System power: 26.17 MWp

La Callura - Italy

E-Prima



E-PRIMA

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Project summary**Geographical Site**

La Callura
Italy

Situation

Latitude 37.41 °N
Longitude 14.83 °E
Altitude 32 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

La Callura
Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico

System summary**Grid-Connected System****PV Field Orientation**

Orientation
Tracking plane, horizontal N-S axis
Avg axis azim. -5 °

Tracking system**Tracking algorithm**

Astronomic calculation
Wind Speed threshold 0 m/s
Wind stow position 0 °

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 100 %
Diffuse shading Automatic

System information**PV Array**

Nb. of modules 39060 units
Pnom total 26.17 MWp

Inverters

Nb. of units 138 units
Pnom total 27.60 MWac
Grid power limit 26.00 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.007

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	44415184 kWh/year	Specific production	1697 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75.82 %
Apparent energy	49585877 kVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	8
Near shading definition - Iso-shadings diagram	9
Main results	10
Loss diagram	11
Predef. graphs	12
Single-line diagram	18
CO ₂ Emission Balance	19

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Trackers configuration	
Orientation		Astronomic calculation		Nb. of trackers 6559 units	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Wind Speed threshold 0 m/s		Sizes	
Avg axis azim. -5 °		Wind stow position 0 °		Tracker Spacing 4.90 m	
				Collector width 2.38 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 48.7 %	
				Phi min / max. +/- 55.0 °	
				Shading limit angles	
				Phi limits for BT +/- 60.7 °	
Models used		Near Shadings		User's needs	
Transposition Perez		According to strings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	
Diffuse Perez, Meteonorm		Electrical effect 100 %			
Circumsolar separate		Diffuse shading Automatic			
Horizon					
Average Height 1.7 °					
Bifacial system					
Model 2D Calculation					
unlimited trackers					
Bifacial model geometry				Bifacial model definitions	
Tracker Spacing 4.90 m				Ground albedo 0.20	
Tracker width 2.38 m				Bifaciality factor 70 %	
GCR 48.7 %				Rear shading factor 9.9 %	
Axis height above ground 2.10 m				Rear mismatch loss 10.0 %	
				Shed transparent fraction 0.0 %	
Grid injection point					
Grid power limitation		Power factor			
Active power 26.00 MWac		Cos(phi) (lagging) 0.900			
Pnom ratio 1.007					

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7N-670MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	39060 units	Number of inverters	138 units
Nominal (STC)	26.17 MWp	Total power	27600 kWac
Array #1 - Sottocampo #1			
Number of PV modules	2268 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	1520 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	81 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1394 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1435 A		

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

PV Array Characteristics**Array #2 - Sottocampo #2**

Number of PV modules	1988 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1332 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	71 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1222 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1258 A	Power sharing within this inverter	

Array #3 - Sottocampo #3

Number of PV modules	2296 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	1538 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	82 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1411 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
I mpp	1453 A	Power sharing within this inverter	

Array #4 - Sottocampo #4

Number of PV modules	2016 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1351 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	72 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1239 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
I mpp	1276 A	Power sharing within this inverter	

Array #5 - Sottocampo #5

Number of PV modules	1708 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1144 kWp	Total power	1200 kWac
Modules	61 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1050 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1081 A	Power sharing within this inverter	

Array #6 - Sottocampo #6

Number of PV modules	1708 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1144 kWp	Total power	1200 kWac
Modules	61 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1050 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1081 A	Power sharing within this inverter	

Array #7 - Sottocampo #7

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1876 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1721 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
I mpp	1772 A	Power sharing within this inverter	

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

PV Array Characteristics**Array #8 - Sottocampo #8**

Number of PV modules	2520 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1688 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	90 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1549 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1595 A		

Array #9 - Sottocampo #9

Number of PV modules	3136 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2101 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	112 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1927 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1985 A		

Array #10 - Sottocampo #10

Number of PV modules	2828 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1895 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	101 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1738 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1790 A		

Array #11 - Sottocampo #11

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1876 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1721 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1772 A		

Array #12 - Sottocampo #12

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1876 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1721 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.94
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1772 A		

Array #13 - Sottocampo #13

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1566 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	971 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1613 A		

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

PV Array Characteristics**Array #14 - Sottocampo #14**

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1566 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1613 A	Power sharing within this inverter	

Array #15 - Sottocampo #15

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1566 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1613 A	Power sharing within this inverter	

Array #16 - Sottocampo #16

Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1566 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	971 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	1613 A	Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	26170 kWp
Total	39060 modules
Module area	121334 m ²

Total inverter power

Total power	27600 kWac
Number of inverters	138 units
Pnom ratio	0.95
Inverter PNom limit defined as apparent power	

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.3 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.43 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #1 - Sottocampo #1

Global array res. 7.5 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 7.4 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 9.9 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #11 - Sottocampo #11

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #13 - Sottocampo #13

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #15 - Sottocampo #15

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 8.5 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 8.4 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 9.9 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #10 - Sottocampo #10

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #12 - Sottocampo #12

Global array res. 6.0 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #14 - Sottocampo #14

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #16 - Sottocampo #16

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

System losses**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.50 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (138 Inv.) Copper 138 x 3 x 50 mm²
Average wires length 111 m

AC losses in transformers**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 25.75 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 25.75 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 257.46 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.25 mΩ



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Horizon definition

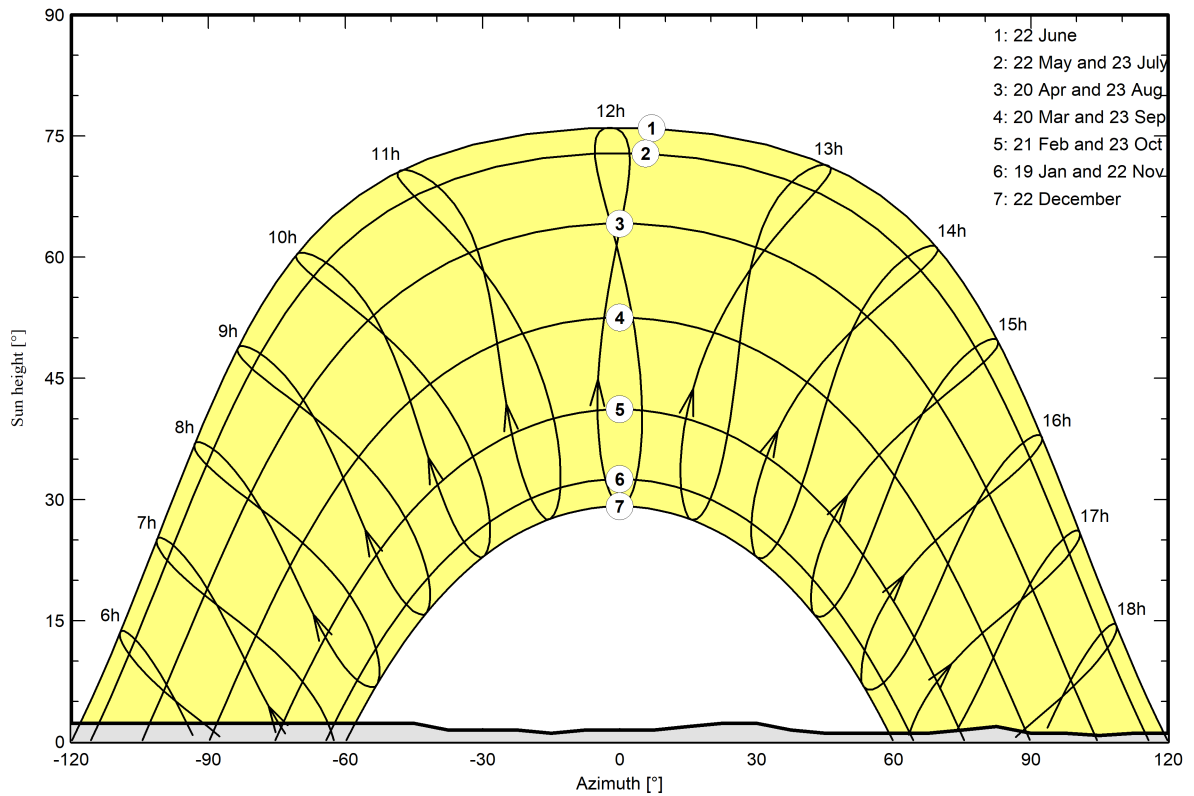
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'21", Long=14°49'21", Alt=31m

Average Height	1.7 °	Albedo Factor	0.94
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-23
Height [°]	1.1	1.5	2.3	4.2	2.3	1.5	2.3	2.3	1.5	1.5
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	30	38	45	68	75
Height [°]	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3	2.3	1.5	1.1	1.1	1.5
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	180	
Height [°]	1.9	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	1.5	1.1	1.1	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



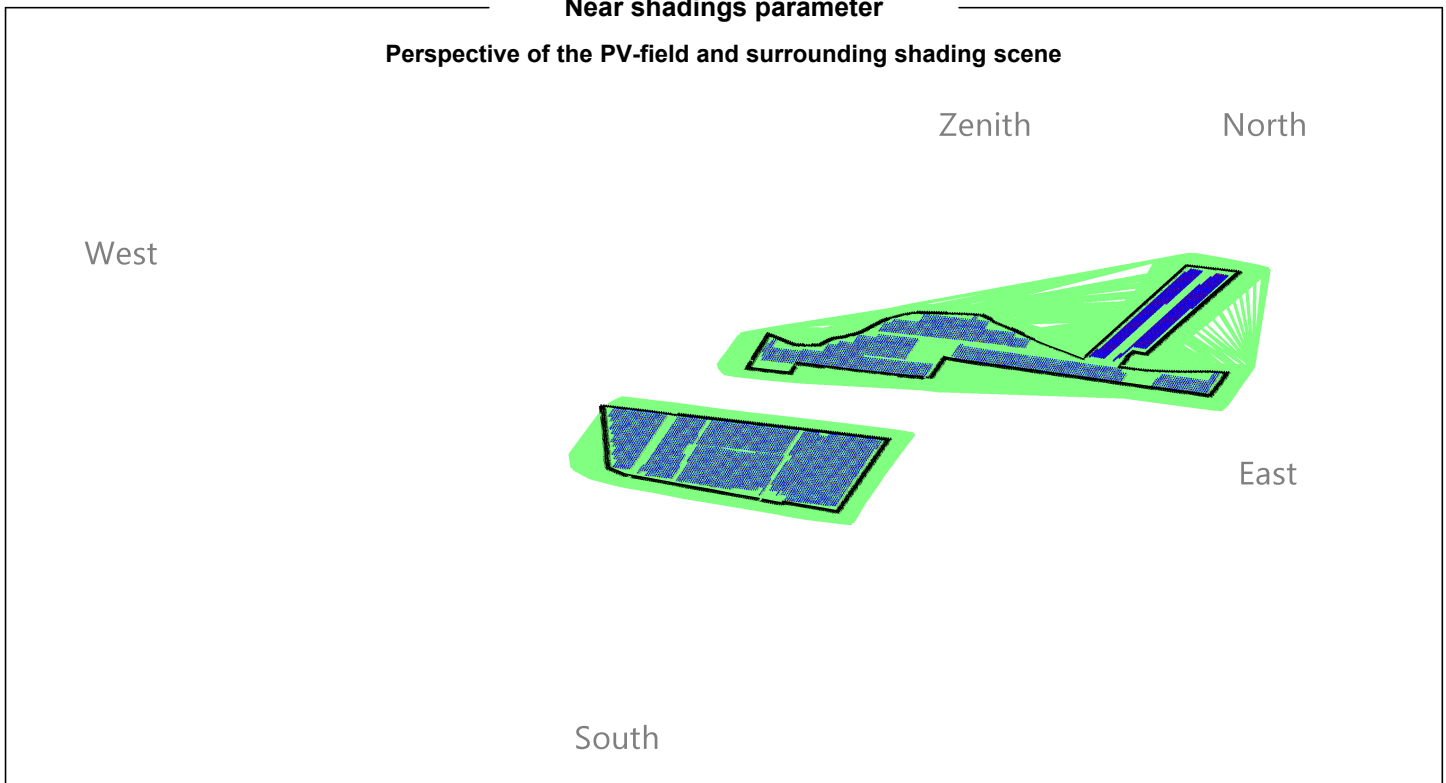


PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

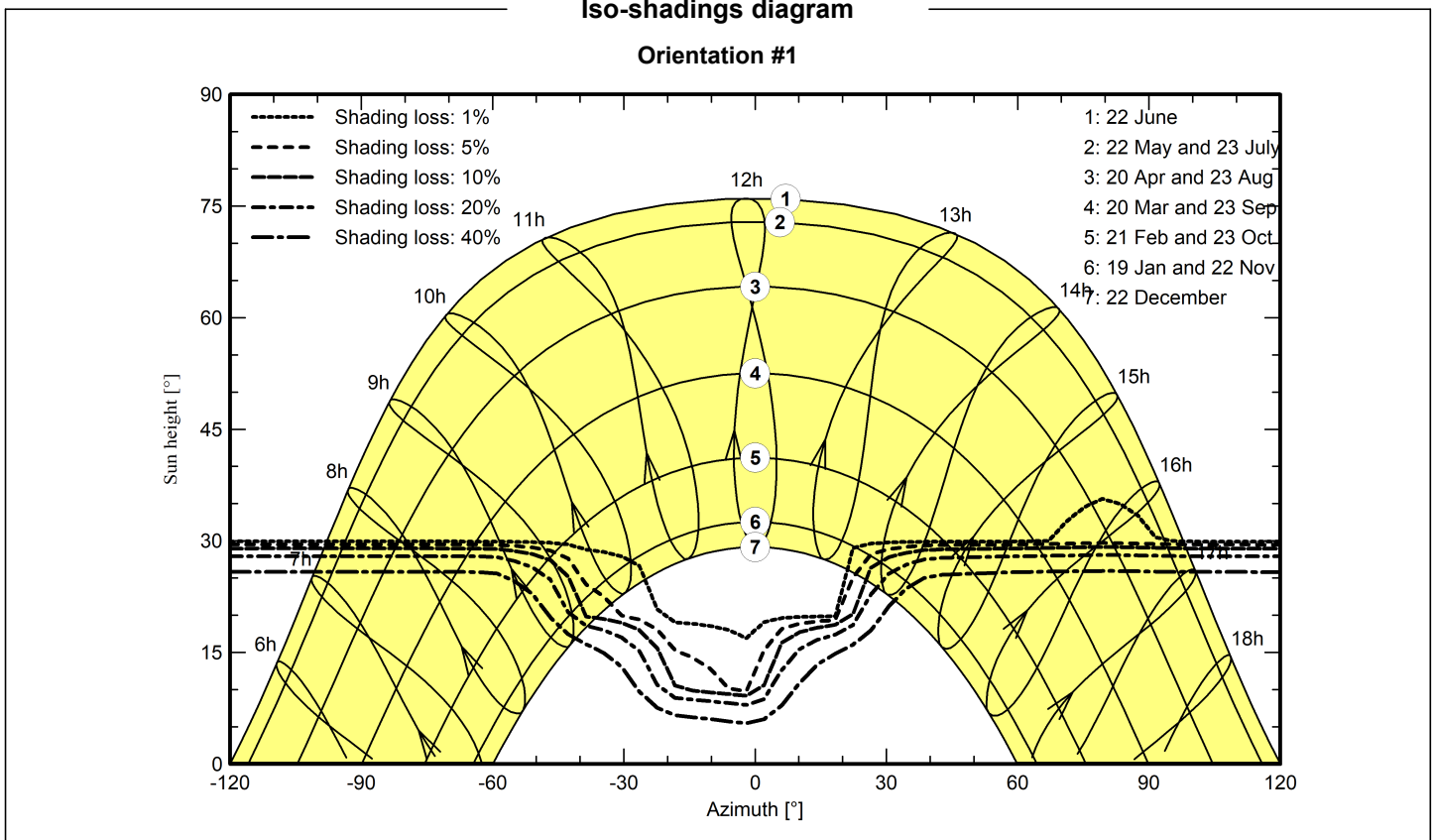
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.4.2

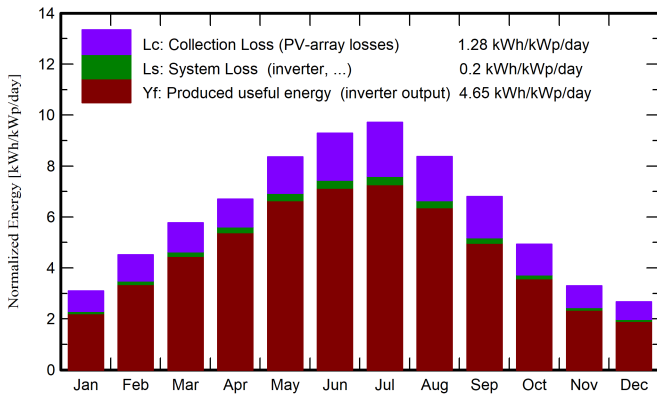
VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Main results

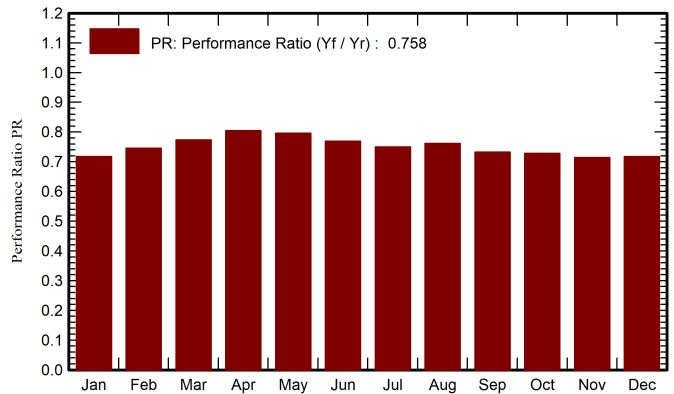
System Production

Produced Energy (P50) 4415184 kWh/year Specific production (P50) 1697 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 75.82 %
 Produced Energy (P90) 1388086 kWh/year Specific production (P90) 1581 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P75) 2823677 kWh/year Specific production (P75) 1636 kWh/kWp/year
 Apparent energy 49585877 kVAh/year

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.0	33.06	9.18	95.8	82.6	1871005	1798188	0.717
February	92.0	39.23	9.37	126.4	111.4	2564122	2466388	0.746
March	132.4	56.88	12.05	178.7	159.8	3768179	3618455	0.774
April	156.1	76.24	14.74	201.1	182.3	4412179	4234651	0.805
May	198.3	86.37	19.27	258.9	236.3	5628016	5394166	0.796
June	209.5	82.37	23.99	278.6	254.8	5856387	5607462	0.769
July	222.1	76.38	27.70	301.0	274.5	6170761	5904094	0.750
August	194.9	76.82	27.84	259.4	237.1	5392818	5168515	0.761
September	148.2	61.28	23.79	203.8	181.0	4074799	3908641	0.733
October	111.9	48.67	19.82	152.8	134.8	3030197	2910902	0.728
November	73.3	36.01	14.58	99.0	85.9	1925549	1850414	0.714
December	60.7	27.99	10.83	82.7	72.2	1618575	1553309	0.718
Year	1668.3	701.30	17.82	2238.4	2012.6	46312587	44415184	0.758

Legends

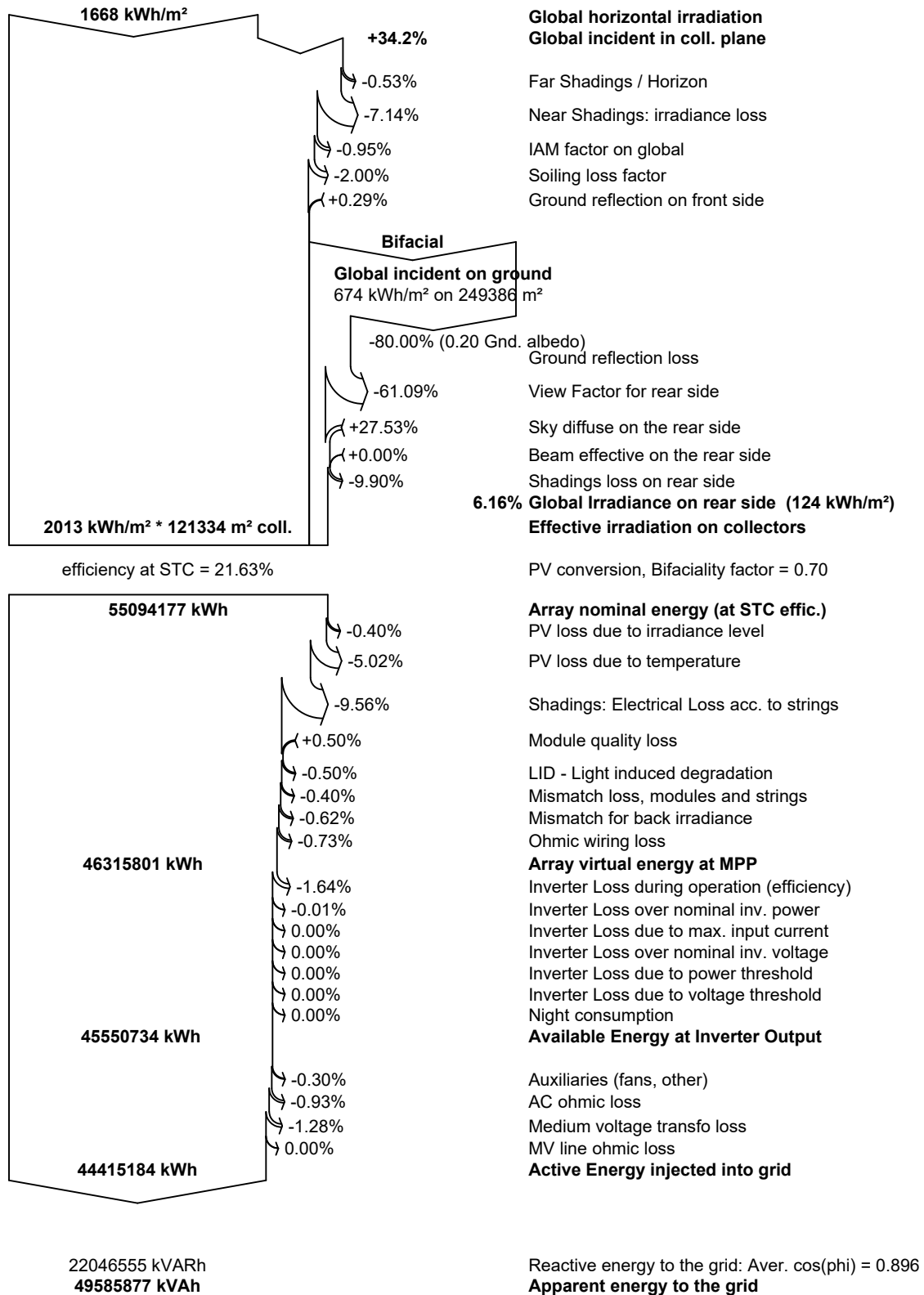
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Loss diagram



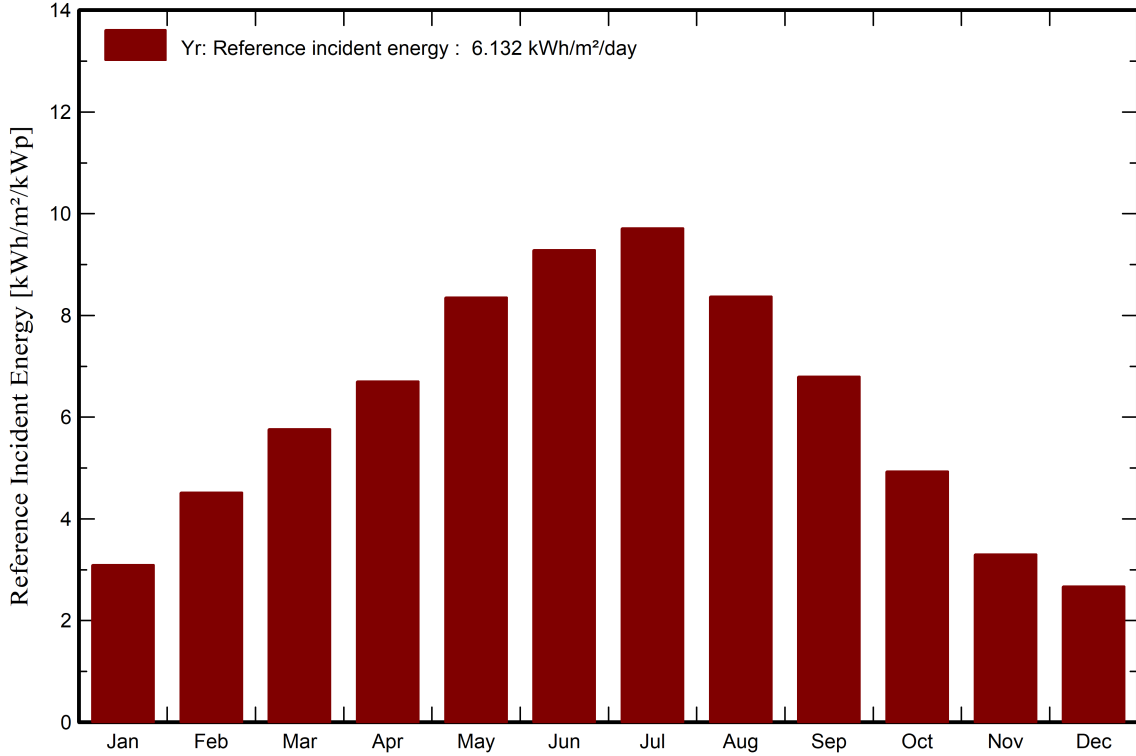


PVsyst V7.4.2

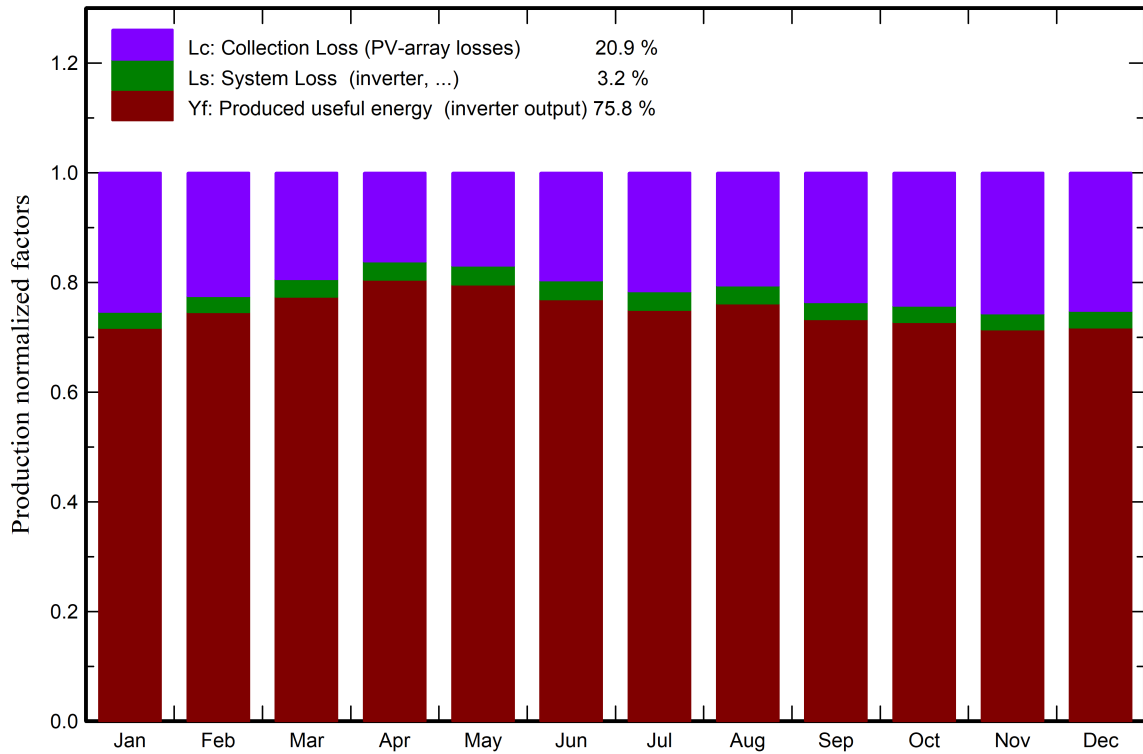
VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



Fattori normalizzati di produzione e di perdita



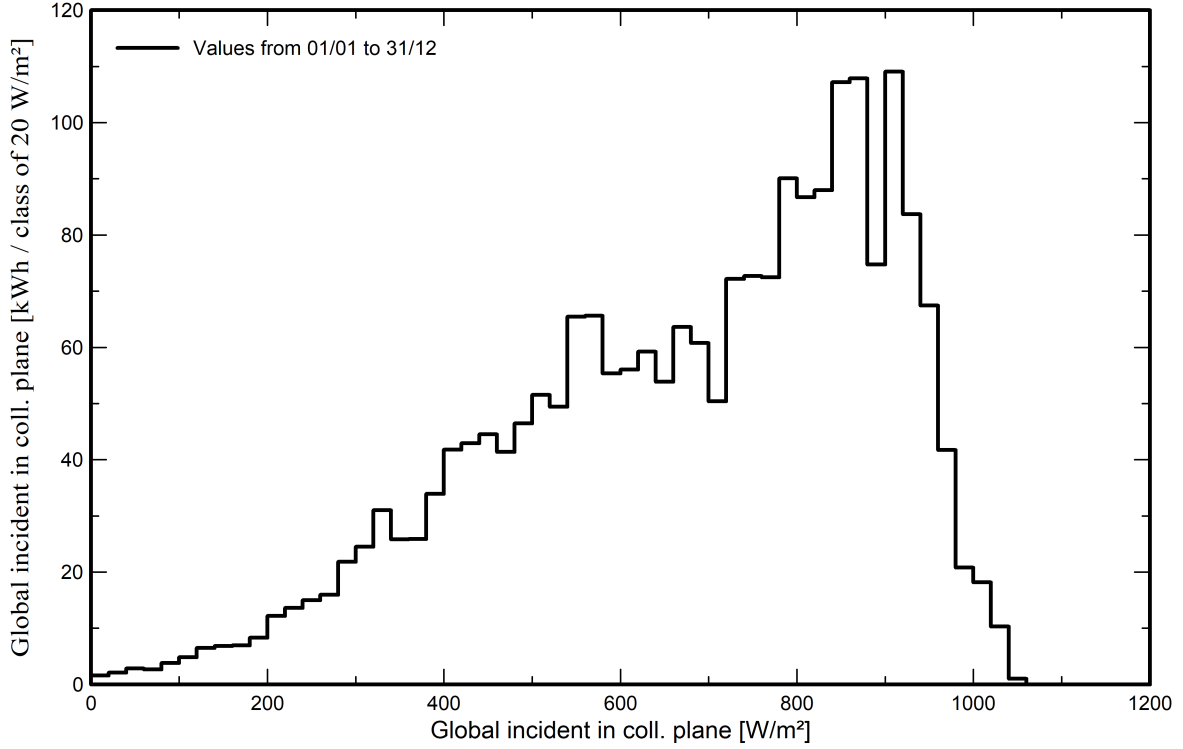


PVsyst V7.4.2

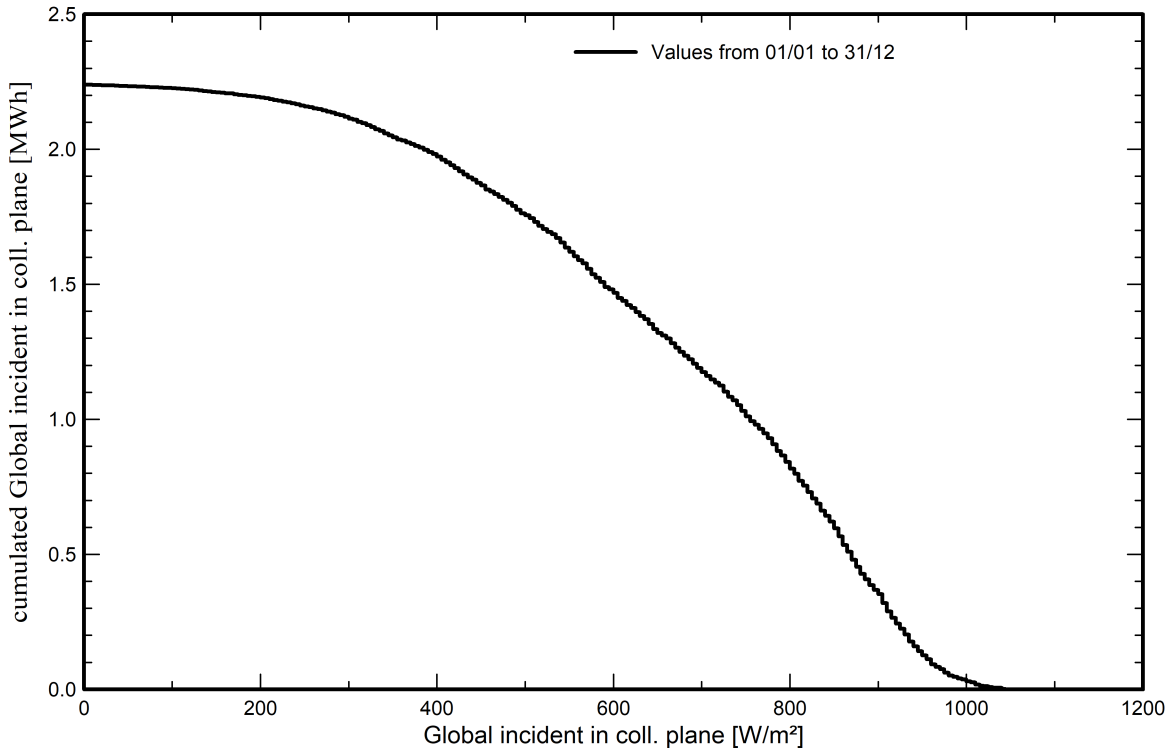
VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente





PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace

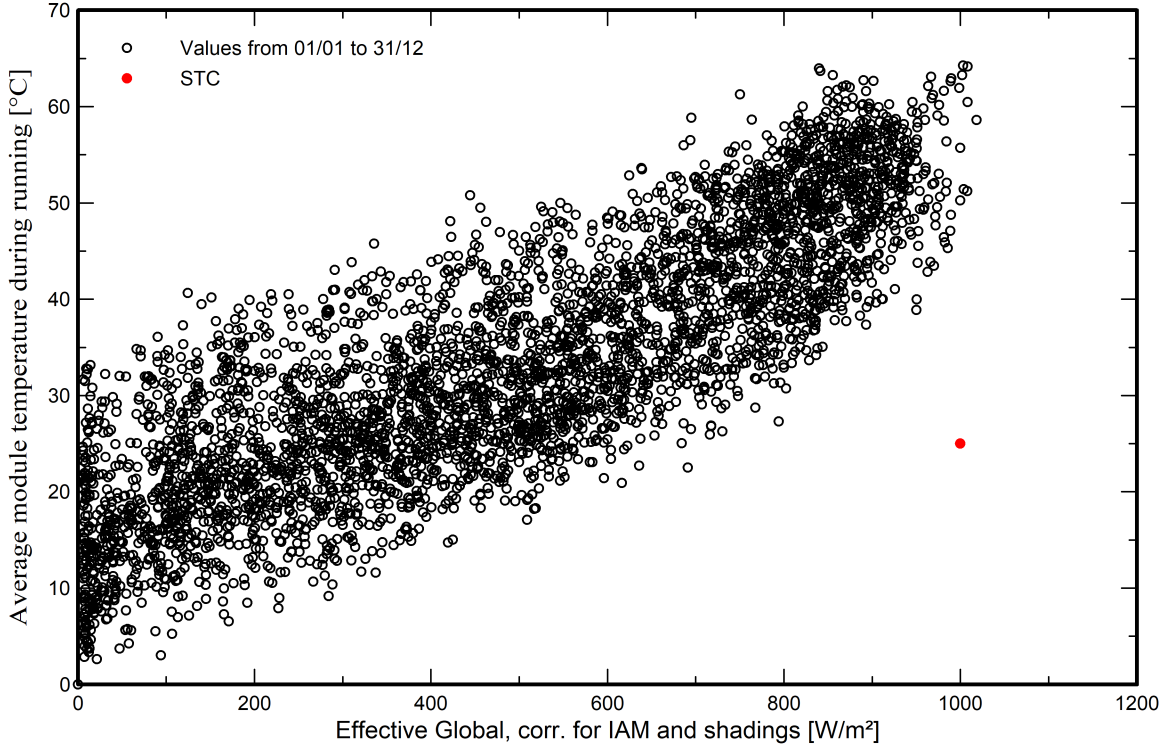
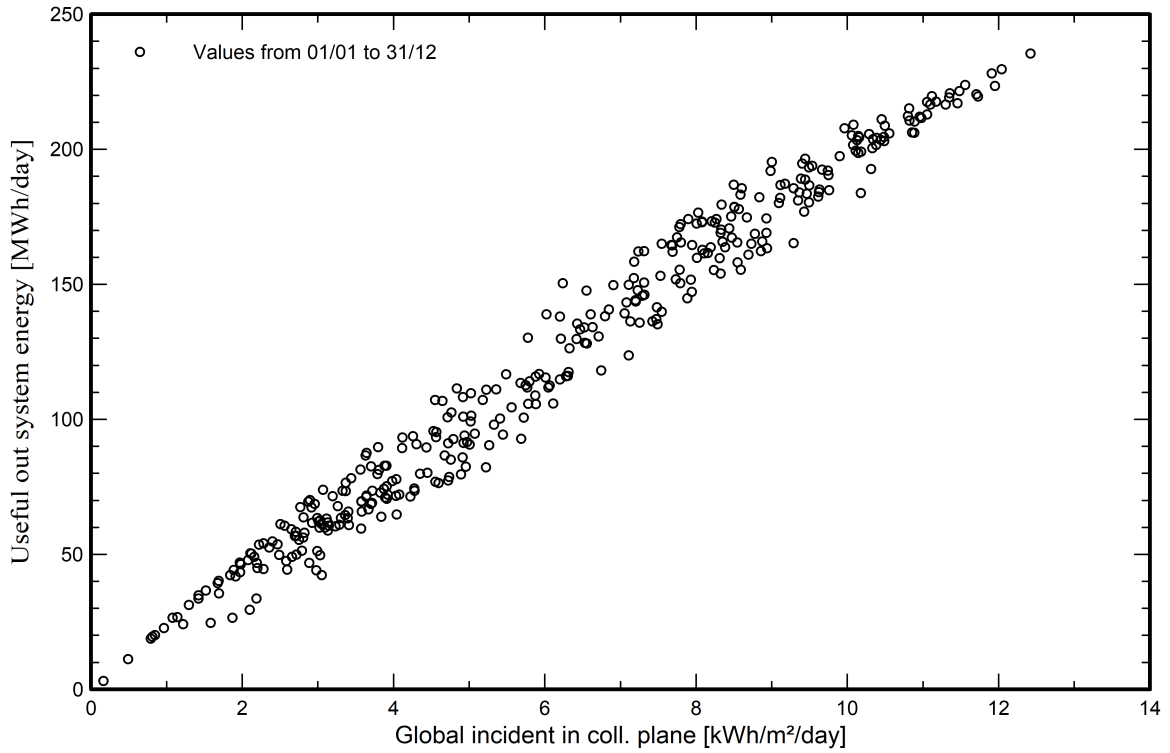


Diagramma giornaliero entrata/uscita



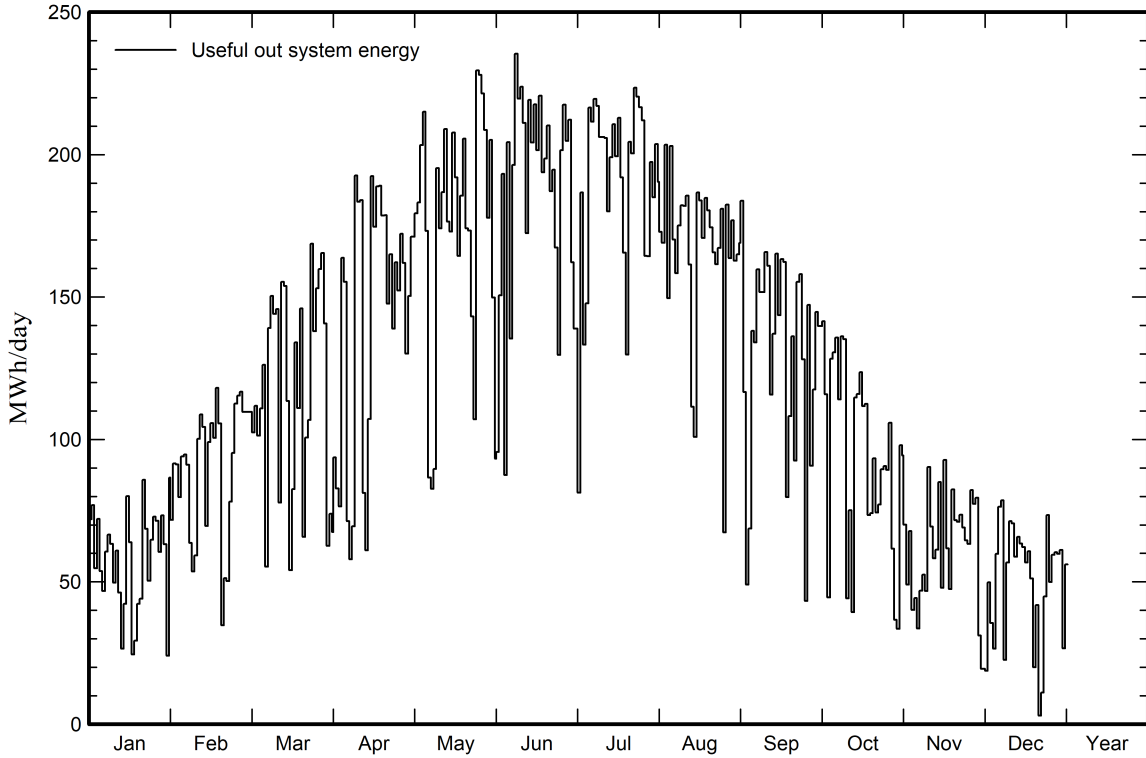


PVsyst V7.4.2

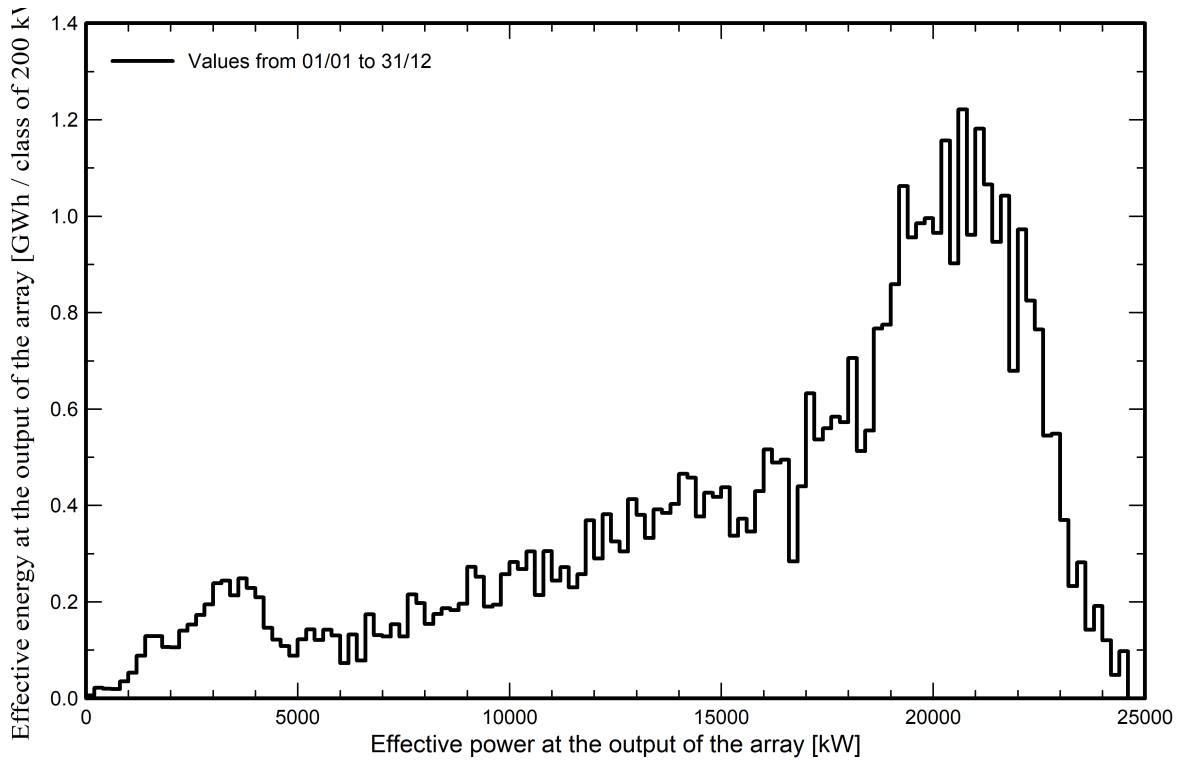
VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Predef. graphs

Energia giornaliera in uscita sistema



Distribuzione potenza dell'impianto



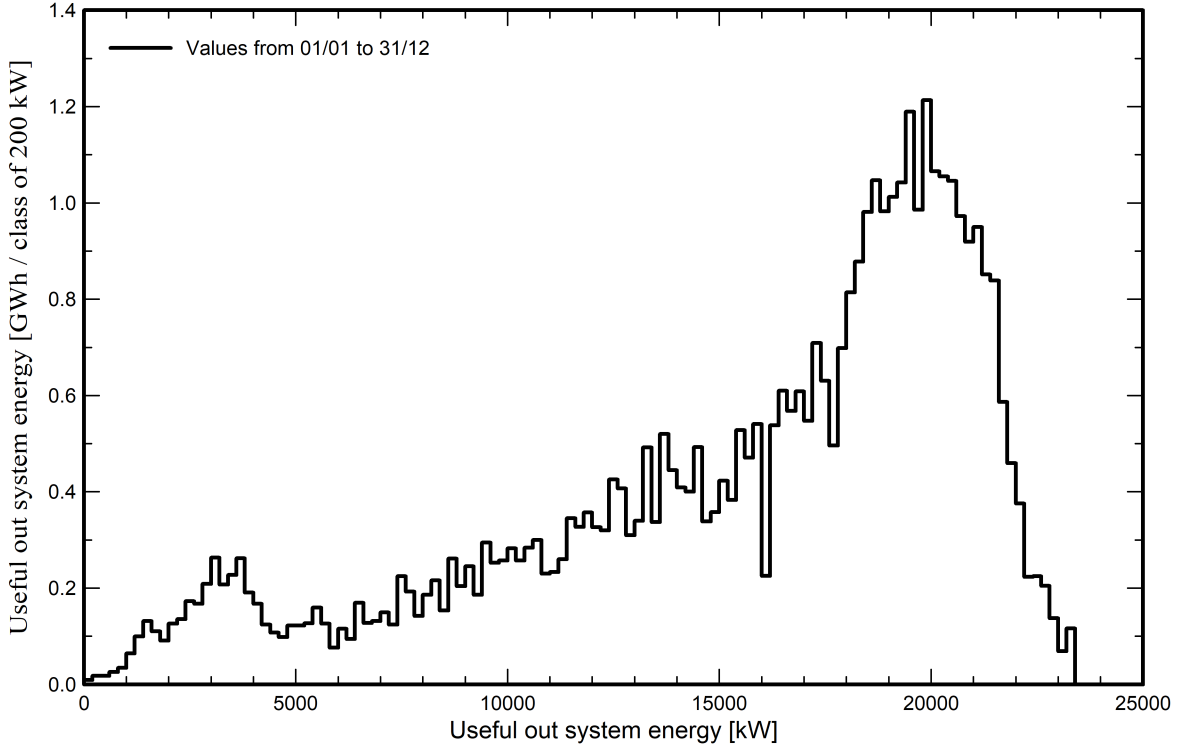


PVsyst V7.4.2

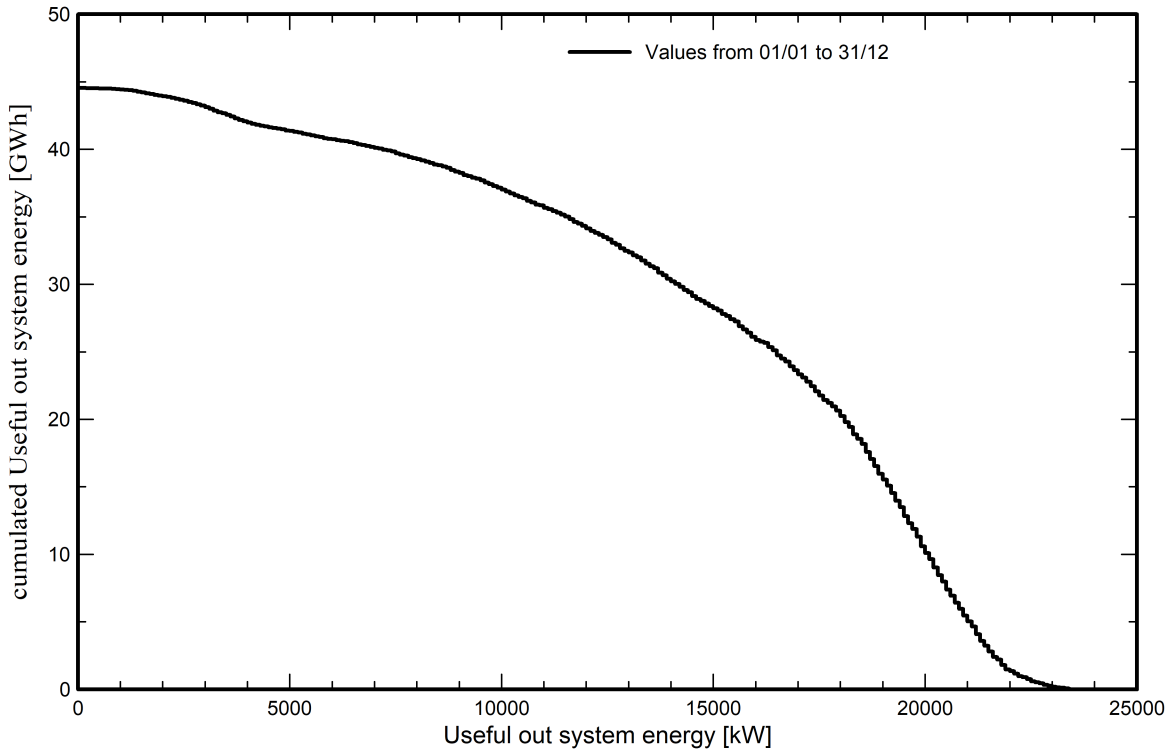
VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Predef. graphs

Distribuzione potenza in uscita sistema



Coda della distribuzione della potenza in uscita



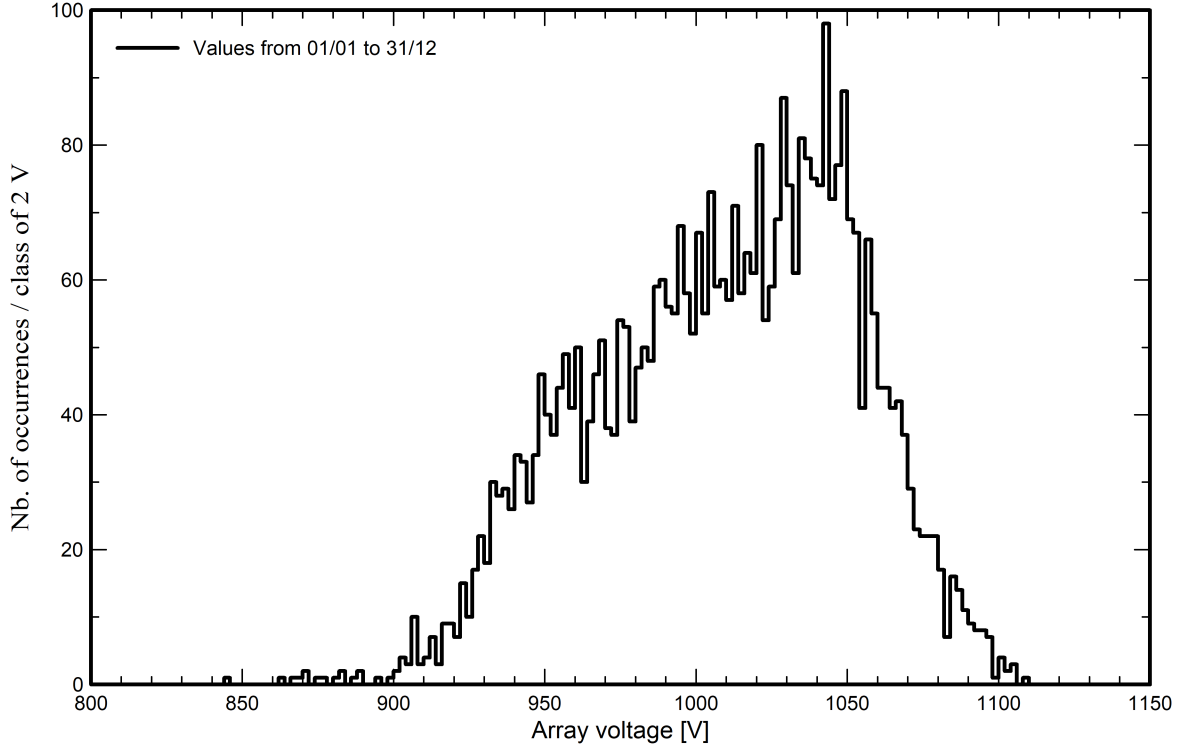


PVsyst V7.4.2

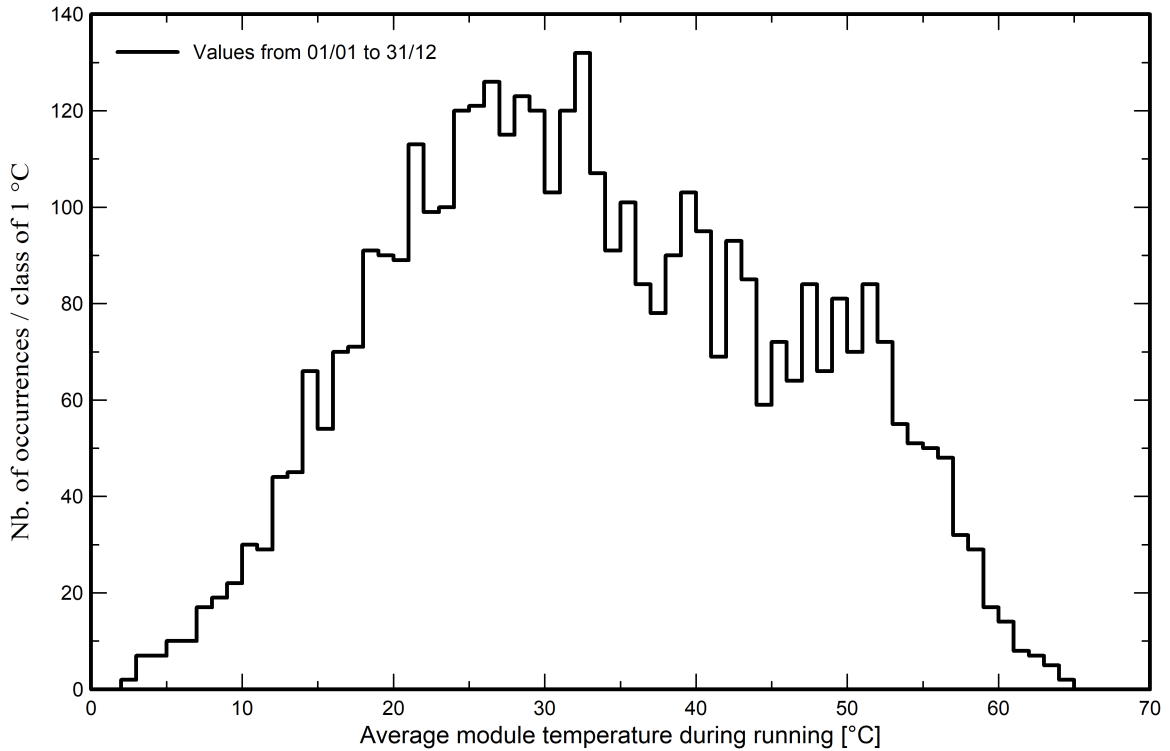
VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto

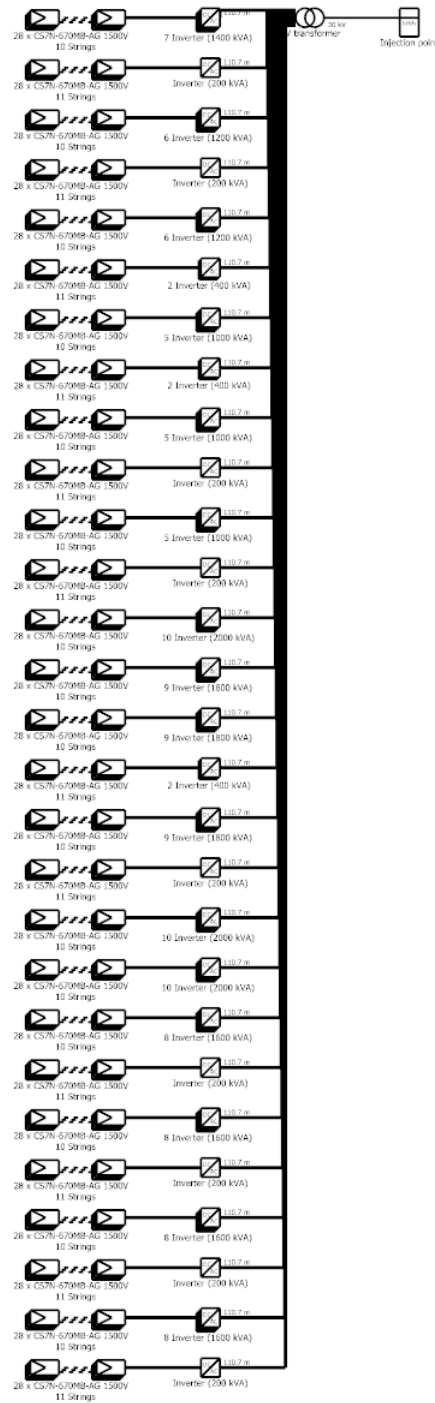




PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

Single-line diagram



PV module	CS7N-670MB-AG 1500V
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
String	28 x CS7N-670MB-AG 1500V

CHUB 1

VC1 : Simulazione REV00_DB_METEON
ORM

26/10/23





PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
26/10/23 10:14
with v7.4.2

CO₂ Emission Balance

Total: 438670.1 tCO₂

Generated emissions

Total: 50371.01 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 563628.7 tCO₂

System production: 44415.18 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

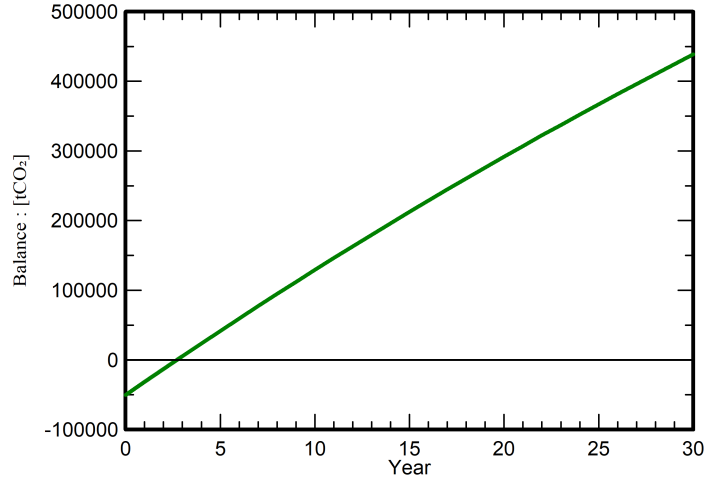
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	26170 kWp	44822225
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	1953000 kg	5510214
Inverters	280 kgCO ₂ /	138	38574