

# HWF S.r.l.

## Impianto agro-fotovoltaico "Porto Torres 1" da 59.276,55 kWp (40.000 kW in immissione) ed opere connesse

Comuni di Porto Torres e Sassari (SS)

### Progetto Definitivo Impianto agro-fotovoltaico

Allegato C.10 - Rapporto di producibilità energetica



Professionista incaricato: Ing. Daniele Cavallo – Ordine Ingegneri Prov. Brindisi n. 1220

Rev. 1

Aprile 2023

**wood.**

## Indice

<b>1</b>	<b>Oggetto e scopo</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Definizioni</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Radiazione solare del sito</b>	<b>6</b>
3.1	Inquadramento territoriale	6
3.2	Radiazione solare media annua	6
3.2.1	Atlante solare	6
3.2.2	Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento	8
<b>4</b>	<b>Dati tecnici e dimensionamento dell'impianto agro-fotovoltaico</b>	<b>9</b>
4.1	Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico	9
4.2	Caratteristiche gruppo di conversione cc/ca (inverter) e trasformatore elevatore	9
4.3	Dimensionamento elettrico del sistema	10
4.4	Dimensionamento meccanico del sistema	10
<b>5</b>	<b>Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa</b>	<b>12</b>

## Appendici

### Appendice 01    Rapporto di calcolo PVsyst

**Questo documento è di proprietà di HWF S.r.l. e il detentore certifica che il documento è stato ricevuto legalmente. Ogni utilizzo, riproduzione o divulgazione del documento deve essere oggetto di specifica autorizzazione da parte di HWF S.r.l.**

## 1 Oggetto e scopo

La presente relazione si configura come la relazione di calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa dell'impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), che la società HWF S.r.l. intende realizzare nei Comuni di Porto Torres e Sassari (SS), in località Margoneddu, Monte Rosè e Monti li Casi.

L'impianto ha una potenza complessiva installata di 57.519 kWp (originariamente la potenza dell'impianto era pari a 59.276,55 kWp, ma sono state successivamente apportate delle modifiche al layout d'impianto per ottemperare alle osservazioni degli enti presentate durante la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale).

Il presente documento è un aggiornamento della precedente versione emessa in Rev. 0; le modifiche apportate rispetto alla versione precedente sono riportate in colore blu, al fine di agevolarne l'identificazione.

## 2 Definizioni

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini correntemente utilizzati per gli impianti fotovoltaici ed, in particolare, la terminologia utilizzata nelle procedure di calcolo delle prestazioni degli stessi:

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836);
- Angolo di orientazione (o di azimut): L'angolo di orientazione  $\alpha$  del piano del modulo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso Sud (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194);
- Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (CEI EN 61277);
- Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC): Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC – Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo la Norma CEI EN 60904-4 (par. A.1.2), nonché la Norma CEI EN 61215 par. 10.6.1 e la Norma CEI EN 61646 par. 10.6.1, consistono in:
  - Temperatura di giunzione di cella:  $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$ ;
  - Irraggiamento sul piano del dispositivo:  $1\ 000\text{ W/m}^2$ ;
  - Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la Norma CEI EN 60904-3.
- Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate ( $I_{sc,STC}$ ): Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate;
- Corrente massima in condizioni di prova normalizzate ( $I_m,STC$ ): Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate;
- Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard ( $1000\text{ W/m}^2$ ) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice;
- Energia elettrica immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore;
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico ad inseguimento solare: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare. Il tipo di inseguimento solare può essere basato su un asse o su due assi di rotazione;
- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell'impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell'impianto fotovoltaico (energia prodotta dall'impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard  $1000\text{ W/m}^2$ );
- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;
- Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3). È espresso in  $\text{W/m}^2$ ;
- Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3);
- MPPT: Maximum Power Point Tracker. Vedi Inseguitore della massima potenza;
- Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch): Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi

in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836);

- Potenza immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in kW) misurata al punto di connessione con la rete di distribuzione o trasmissione;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Punto di connessione: Il punto sulla rete di trasmissione del Gestore (TSO o Transmission System Operator) al quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è connesso l'impianto dell'Utente;
- Punto di misura: Il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete;
- Radiazione solare: Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m<sup>2</sup>), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3);
- Schiera fotovoltaica: Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto;
- Soggetto responsabile: la Società "HWF S.r.l.";
- STC: Standard Test Condition – vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;
- Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Tensione alla massima potenza di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate ( $V_{m,STC}$ ): Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate ( $V_{OC,STC}$ ): Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico: La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico è la tensione massima di sistema indicata dal costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646). Questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

### 3 Radiazione solare del sito

#### 3.1 Inquadramento territoriale

Le aree dove è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico ricadono nei Comuni di Porto Torres e Sassari (SS) in località di Margoneddu, Monte Rosè e Monti li Casi. Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

- Latitudine: 40.802° N
- Longitudine: 8.332° E

Le aree dove si sviluppa l'impianto hanno un'altitudine variabile tra 40 e 73 m s.l.m., con un'altezza media attorno a 57 m. Il terreno è prevalentemente pianeggiante ed è attraversato da alcune infrastrutture (elettrodotti, linee del consorzio di bonifica, acquedotti).

#### 3.2 Radiazione solare media annua

##### 3.2.1 Atlante solare

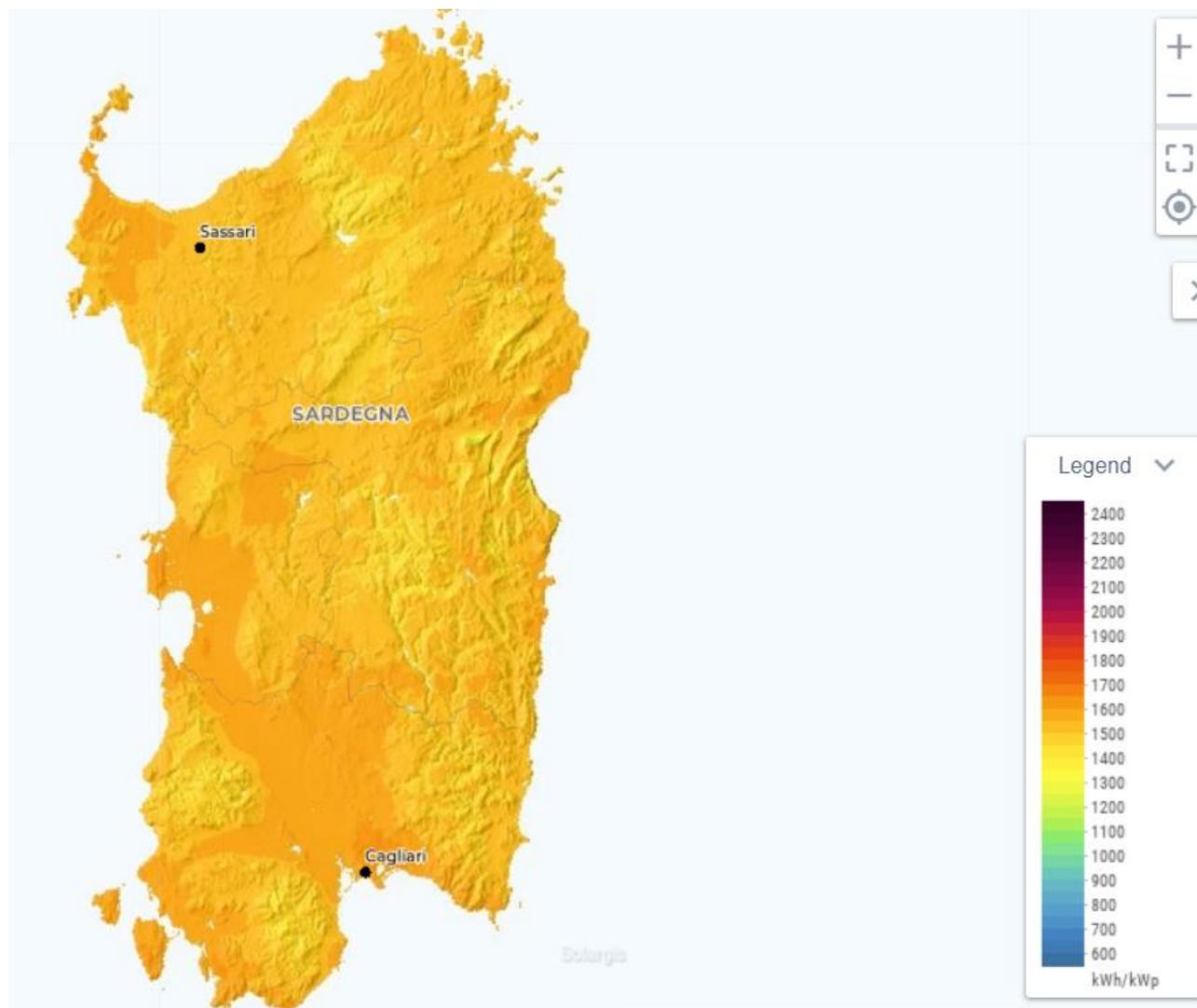


Figura 3.1 - Atlante solare Sardegna (Fonte: globalsolaratlas.info)



Average annual sum of GHI, period 1994-2016

900	1100	1300	1500	1700	kWh/m <sup>2</sup>
-----	------	------	------	------	--------------------

Figura 3.2 - Atlante solare Europeo (Fonte: [meteonorm.com/en/product/map](http://meteonorm.com/en/product/map))

### 3.2.2 Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento

Il sito di installazione appartiene all'area della Sardegna che dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database.

Il database internazionale MeteoNorm (Rif. Meteonorm 8.1) rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra registrate su un periodo di circa quindici anni. Inoltre modelli sofisticati di interpolazione all'interno del software consentono calcoli affidabili di radiazione solare, temperatura e parametri addizionali in ogni località del mondo.

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica per la stima della radiazione solare per le località di Margoneddu, Monte Rosè e Monti li Casi.

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

**Tabella 3.1 - Dati di irraggiamento (Meteonorm 8.1) utilizzati per il calcolo**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>Gennaio</b>	56.8	25.64	9.36	76.3	72.1	4266	4152	0.946
<b>Febbraio</b>	72.3	38.66	9.08	92.2	89.3	5309	5167	0.974
<b>Marzo</b>	132.1	50.76	11.53	174.1	170.8	9489	9205	0.919
<b>Aprile</b>	155.7	68.43	14.04	198.4	195.1	10452	10130	0.888
<b>Maggio</b>	196.1	86.65	17.99	252.9	249.3	12923	12526	0.861
<b>Giugno</b>	219.2	74.64	22.46	284.3	281.1	13672	13239	0.810
<b>Luglio</b>	225.0	72.45	25.70	298.7	295.4	14231	13786	0.803
<b>Agosto</b>	196.8	68.91	25.64	260.2	256.9	12946	12548	0.838
<b>Settembre</b>	144.2	54.44	21.48	191.2	187.9	10062	9760	0.888
<b>Ottobre</b>	104.0	44.40	18.53	138.3	134.7	7627	7417	0.933
<b>Novembre</b>	61.5	30.62	13.91	81.5	77.9	4542	4423	0.943
<b>Dicembre</b>	49.4	22.96	10.75	66.2	63.1	3720	3621	0.951
<b>Anno</b>	1613.3	638.55	16.75	2114.2	2073.6	109241	105974	0.871

Opportuni rilievi sul sito non hanno evidenziato ombreggiamenti, dovuti a strutture ed ostacoli esistenti, tali da influire negativamente sulle prestazioni attese e sulla producibilità annua dell'Impianto.

## 4 Dati tecnici e dimensionamento dell'impianto agro-fotovoltaico

### 4.1 Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>22%) e a elevata potenza nominale (700 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo.

Per la tipologia di impianto e per ridurre gli ombreggiamenti a terra è previsto l'utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali o, quantomeno, di moduli fotovoltaici monofacciali con EVA trasparente e doppio vetro. La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva cercando di favorire la filiera di produzione locale.

Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

**Tabella 4.1 - Caratteristiche tecniche preliminari del modulo fotovoltaico bifacciale**

Grandezza	Valore
Potenza nominale	700 Wp
Efficienza nominale	22,53 % @ STC
Tensione di uscita a vuoto	47,1 V
Corrente di corto circuito	18,82 A
Tensione di uscita a Pmax	39,5 V
Corrente nominale a Pmax	17,73 A
Dimensioni	2384 mm x 1303 mm x 30 mm

### 4.2 Caratteristiche gruppo di conversione cc/ca (inverter) e trasformatore elevatore

Le caratteristiche preliminari dei sistemi inverter/trasformatore trifase utilizzati nella definizione del progetto sono riportate nella seguente tabella.

**Tabella 4.2 - Caratteristiche preliminari sistemi inverter/trasformatore**

Grandezza	Valore
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Pnom	30 kV (uscita trasformatore)
Frequenza di uscita	50 Hz
cos $\varphi$	0,8 – 1,0
Grado di protezione	IP 54
Range di temperatura di funzionamento	-25 +60 °C
Range di tensione in ingresso	880 V - 1325 V
Corrente massima in ingresso	secondo taglia
Potenza nominale in uscita (CA)	secondo taglia
Potenza max in uscita @cos $\varphi$ =1 @ T=25°(CA)	2800/ 4000/ 4200/ 4400 kVA
Rendimento europeo	98,6%

### 4.3 Dimensionamento elettrico del sistema

La tensione massima del generatore fotovoltaico (tensione lato c.c.) sarà inferiore a 1500 V (tensione massima ammissibile del sistema).

Per il calcolo della massima tensione si è proceduto applicando la seguente formula (norma CEI 82-25:2088-12):

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC} - N_s \times \left[ A \times \ln \left( \frac{G_{STC}}{G_p} \right) - \beta \times \frac{dT_j}{dG} \times G_p + \beta \times (T_{STC} - T_A) \right]$$

Dove:

$G_p$  è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/m<sup>2</sup>);

$G_{STC}$  è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli, in condizioni di prova standard (W/m<sup>2</sup>);

$\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura;

$N_s$  è il numero delle celle in serie costituenti il modulo fotovoltaico;

$V_{OC,STC}$  è la tensione a vuoto nelle condizioni standard STC;

$T_A$  è la temperatura ambiente;

$A$  è il fattore di non-idealità e della tensione termica (ca 25 mV) del diodo;

$\frac{dT_j}{dG}$  è un coefficiente che può essere determinato, per schiere di moduli installate in modo da non risentire l'effetto di ostruzioni, tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, NOCT:

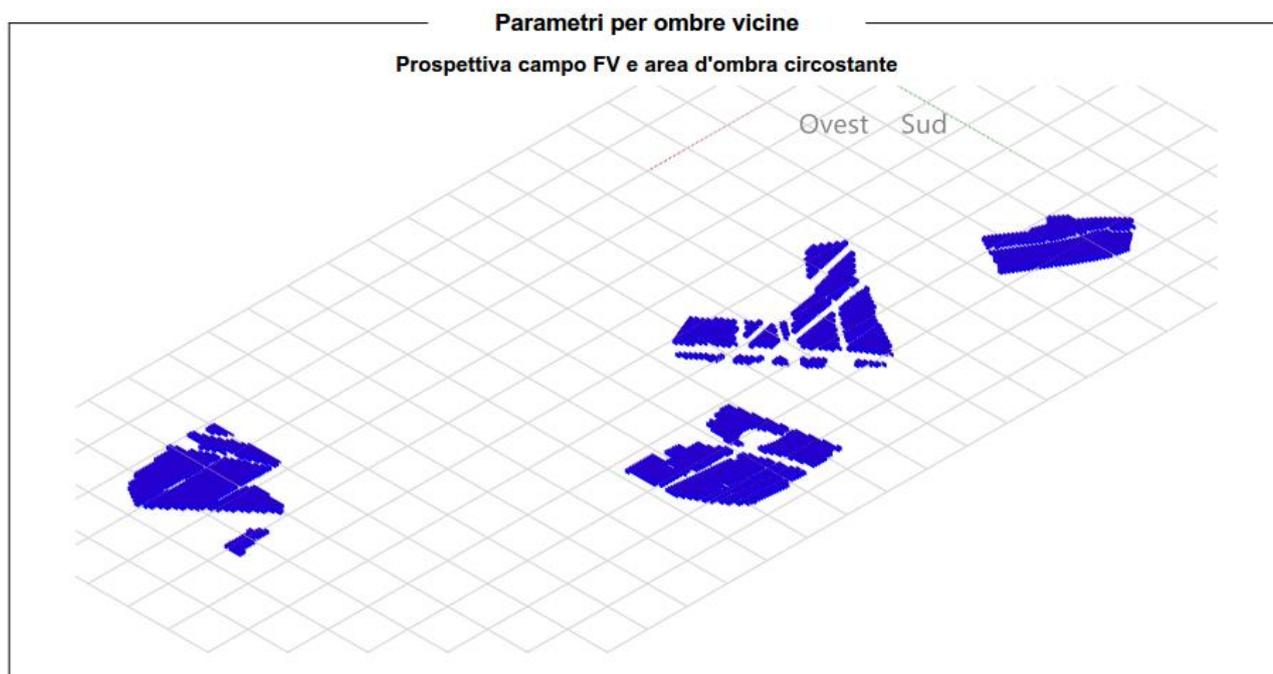
$$\frac{dT_j}{dG} = \frac{NOCT - 20}{800}$$

Ne consegue che il numero massimo di moduli fotovoltaici collegabili in serie (per ottenere una stringa fotovoltaica) è pari a 30; la tensione massima a vuoto della stringa fotovoltaica sarà quindi di circa 1498 V, pari alla somma della tensione a vuoto di ciascuno dei 30 moduli fotovoltaici collegati in serie. Il raggiungimento di tale valore è da ritenersi comunque improbabile dato che nella realtà difficilmente potrà presentarsi una situazione di funzionamento a vuoto della stringa con condizioni di irraggiamento massime e temperatura ambiente minima (2°C).

Il generatore fotovoltaico sarà quindi costituito da **2739** stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di **57.519,00** kWp.

### 4.4 Dimensionamento meccanico del sistema

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 12 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.



**Figura 4.1 - Layout inserito nel software PVsyst**

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

1. I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
2. La struttura porta-moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale a seconda della struttura: 60 e 30 moduli disposti su due file in verticale);
3. L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione. La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica per effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perchè il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

## 5 Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa

Per il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico si è tenuto conto dei seguenti fattori:

- Radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici (che è legata a sua volta alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici, e dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi);
- Temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- [Perdite di ombreggiamento ombre lontane/orizzonte](#);
- Perdite di ombreggiamento ombre vicine;
- Perdite di basso irraggiamento;
- Caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo e LID) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche (n. di moduli collegati in serie e numero di stringhe collegate in parallelo);
- Perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
- Perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
- Perdite inverter (conversione per superamento Pmax);
- Perdite consumi ausiliari e di trasmissione energia (perdite ohmiche AC e trasformatori).

Il calcolo delle prestazioni è stato eseguito utilizzando un software specifico (PVsyst), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili. I risultati di calcolo sono riportati nell'Allegato 01 del presente documento "Rapporto di Calcolo PVsyst" e si riassumono nella tabella seguente.

Per l'impianto in progetto, considerando la producibilità attesa a P50 (primo anno), il PR risulta essere pari a **87,14%**.

**Tabella 5.1 - Producibilità attesa dell'impianto fotovoltaico**

Descrizione	Energia prodotta (MWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	105.970	1.842
Producibilità attesa a P75	102.640	1.784
Producibilità attesa a P90	99.630	1.732

**Appendice 01**

**Rapporto di calcolo PVsyst**

# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

---

Progetto: Porto Torres 1

Variante: Impianto Agro-FV

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 57.52 MWc

Porto Torres - Italy

**Author**

Wood plc (United States)

**PVsyst V7.3.2**

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

**Sommario del progetto****Luogo geografico****Porto Torres**

Italia

**Ubicazione**

Latitudine 40.80 °N

Longitudine 8.33 °E

Altitudine 55 m

Fuso orario UTC+1

**Parametri progetto**

Albedo 0.20

**Dati meteo**

Porto Torres

Meteonorm 8.1 (1991-2013), Sat=79% - Synthetic

**Sommario del sistema****Sistema connesso in rete****Orientamento campo FV****Orientamento**

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 0 °

**Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)****Algoritmo dell'inseguimento**

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

**Ombre vicine**

Ombre lineari

Diffuse shading Automatico

**Informazione sistema****Campo FV**

Nr. di moduli

82170 unità

Pnom totale

57.52 MWc

**Inverter**

Numero di unità

12 unità

Pnom totale

48.40 MWac

Limite della potenza di rete

40.00 MWac

Rapporto Pnom lim. rete

1.438

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta	105973.99 MWh/anno	Prod. Specif.	1842 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	87.14 %
------------------	--------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	10
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	11
Risultati principali	12
Diagramma perdite	13
Grafici predefiniti	14
Valutazione P50-P90	15
Bilancio delle Emissioni di CO <sub>2</sub>	16



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

## Parametri principali

## Sistema connesso in rete

## Orientamento campo FV

## Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 0 °

## Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Perez, Meteororm

Circumsolare separare

## Orizzonte

Altezza media 2.6 °

## Sistema bifacciale

Modello Calcolo 2D  
eliostati illimitati

## Geometria del modello bifacciale

Distanza elio stati 12.00 m

ampiezza elio stati 4.79 m

GCR 39.9 %

Altezza dell'asse dal suolo 2.49 m

## Limitazione potenza di rete

Potenza attiva 40.00 MWac

Rapporto Pnom 1.438

## Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

## Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

## Ombre vicine

Ombre lineari

Diffuse shading Automatico

## Campo con backtracking

N. di elio stati 1478 unità

## Dimensioni

Distanza elio stati 12.0 m

Larghezza collettori 4.79 m

Fattore occupazione (GCR) 39.9 %

Phi min / max -/+ 60.0 °

## Strategia Backtracking

Phi limits for BT -/+ 66.4 °

Distanza tavole backtracking 12.0 m

Larghezza backtracking 4.79 m

## Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

## Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.30

Fattore di Bifaccialità 80 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

## Caratteristiche campo FV

## Modulo FV

Costruttore Jollywood

Modello JW-HD132N-700

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 700 Wp

Numero di moduli FV 44550 unità

Nominale (STC) 31.19 MWc

## Campo #1 - C01

Numero di moduli FV 7500 unità

Nominale (STC) 5250 kWc

Moduli 250 Stringhe x 30 In serie

## In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 4833 kWc

U mpp 1076 V

I mpp 4492 A

## Inverter

Costruttore SMA

Modello Sunny Central 4400 UP

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 4400 kWac

Numero di inverter 6 unità

Potenza totale 26400 kWac

Numero di inverter 1 unità

Potenza totale 4400 kWac

Voltaggio di funzionamento 962-1325 V

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

## Caratteristiche campo FV

**Campo #3 - C03**

Numero di moduli FV	7350 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5145 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	245 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4736 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1076 V		
I mpp	4402 A		

**Campo #7 - C07**

Numero di moduli FV	7350 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5145 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	245 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4736 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1076 V		
I mpp	4402 A		

**Campo #9 - C09**

Numero di moduli FV	7470 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5229 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	249 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4814 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1076 V		
I mpp	4474 A		

**Campo #10 - C10**

Numero di moduli FV	7500 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5250 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	250 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4833 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1076 V		
I mpp	4492 A		

**Campo #12 - C12**

Numero di moduli FV	7380 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5166 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	246 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4756 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1076 V		
I mpp	4420 A		

**Modulo FV**

Costruttore	Jollywood
Modello	JW-HD132N-700
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	14430 unità
Nominale (STC)	10.10 MWc

**Inverter**

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4200 UP
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4200 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	8400 kWac



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

## Caratteristiche campo FV

**Campo #2 - C02**

Numero di moduli FV	7260 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5082 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	242 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4678 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1076 V		
I mpp	4348 A		

**Campo #8 - C08**

Numero di moduli FV	7170 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5019 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	239 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4620 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.20
U mpp	1076 V		
I mpp	4294 A		

**Modulo FV**

Costruttore	Jollywood
Modello	JW-HD132N-700
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	9630 unità
Nominale (STC)	6741 kWc

**Inverter**

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 2800 UP
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	2800 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	5600 kWac

**Campo #4 - C04**

Numero di moduli FV	4860 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3402 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	162 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	3132 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
U mpp	1076 V		
I mpp	2911 A		

**Campo #6 - C06**

Numero di moduli FV	4770 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3339 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	159 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	3074 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1076 V		
I mpp	2857 A		

**Modulo FV**

Costruttore	Jollywood
Modello	JW-HD132N-700
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	13560 unità
Nominale (STC)	9492 kWc

**Inverter**

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4000 UP
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4000 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	8000 kWac



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

## Caratteristiche campo FV

## Campo #5 - C05

Numero di moduli FV	6810 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4767 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	227 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	4388 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1076 V		
I mpp	4078 A		

## Campo #11 - C11

Numero di moduli FV	6750 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4725 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	225 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	4350 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1076 V		
I mpp	4042 A		

## Potenza PV totale

Nominale (STC)	57519 kWp
Totale	82170 moduli
Superficie modulo	255249 m <sup>2</sup>
Superficie cella	239164 m <sup>2</sup>

## Potenza totale inverter

Potenza totale	48400 kWac
Numero di inverter	12 unità
Rapporto Pnom	1.19

## Perdite campo

## Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento	
Uc (cost)	29.0 W/m <sup>2</sup> K
Uv (vento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s

## LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite	1.0 %
---------------	-------

## Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite	-0.4 %
---------------	--------

## Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite	1.0 % a MPP
---------------	-------------

## Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite	0.1 %
---------------	-------

## Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=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

## Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio	0.36 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #1 - C01

Res. globale campo	3.9 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #3 - C03

Res. globale campo	4.0 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #5 - C05

Res. globale campo	4.3 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #7 - C07

Res. globale campo	4.0 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #2 - C02

Res. globale campo	4.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #4 - C04

Res. globale campo	6.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #6 - C06

Res. globale campo	6.2 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Campo #8 - C08

Res. globale campo	4.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

## Perdite DC nel cablaggio

Campo #9 - C09		Campo #10 - C10	
Res. globale campo	4.0 mΩ	Res. globale campo	3.9 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #11 - C11		Campo #12 - C12	
Res. globale campo	4.4 mΩ	Res. globale campo	4.0 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC

## Perdite cablaggio AC

<b>Linea uscita inv. sino al trasformatore MT</b>			
Tensione inverter	660 Vac tri		
Fraz. perdite	0.05 % a STC		
<b>Inverter: Sunny Central 4400 UP, Sunny Central 4200 UP, Sunny Central 2800 UP, Sunny Central 4000 UP</b>			
Sezione cavi (12 Inv.)	All 12 x 3 x 4000 mm <sup>2</sup>		
Lunghezza media dei cavi	5 m		
<b>Linea MV fino alla iniezione</b>			
Voltaggio MV	30 kV		
Frazione perdita media	0.84 % a STC		
<b>Campo #1 - C01</b>		<b>Campo #2 - C02</b>	
Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	4470 m	Lunghezza	4184 m
<b>Campo #3 - C03</b>		<b>Campo #4 - C04</b>	
Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	4486 m	Lunghezza	2036 m
<b>Campo #5 - C05</b>		<b>Campo #6 - C06</b>	
Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	2282 m	Lunghezza	2306 m
<b>Campo #7 - C07</b>		<b>Campo #8 - C08</b>	
Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	2693 m	Lunghezza	3070 m
<b>Campo #9 - C09</b>		<b>Campo #10 - C10</b>	
Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	3611 m	Lunghezza	4123 m
<b>Campo #11 - C11</b>		<b>Campo #12 - C12</b>	
Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Conduttori	All 3 x 70 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	4750 m	Lunghezza	4945 m



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

Wood plc (United States)

## Perdite AC nei trasformatori

**Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

**Campo #1 - C01****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.15 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 5.15 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 51.53 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.85 mΩ

**Campo #2 - C02****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.99 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.99 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 49.85 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.80 mΩ

**Campo #3 - C03****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.05 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 5.05 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 50.51 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.86 mΩ

**Campo #4 - C04****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.34 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 3.34 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 33.38 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.19 mΩ

**Campo #5 - C05****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.67 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.67 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 46.72 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.77 mΩ

**Campo #6 - C06****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.28 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 3.28 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 32.76 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.21 mΩ



## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

Wood plc (United States)

## Perdite AC nei trasformatori

**Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

**Campo #7 - C07****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.05 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 5.05 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 50.51 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.86 mΩ

**Campo #8 - C08****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.92 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.92 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 49.24 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.81 mΩ

**Campo #9 - C09****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.13 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 5.13 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 51.33 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.85 mΩ

**Campo #10 - C10****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.15 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 5.15 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 51.53 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.85 mΩ

**Campo #11 - C11****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.63 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.63 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 46.31 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.78 mΩ

**Campo #12 - C12****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.07 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 5.07 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 50.72 kVA

Copper loss fraction 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.86 mΩ



PVsyst V7.3.2  
VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

Wood plc (United States)

### Definizione orizzonte

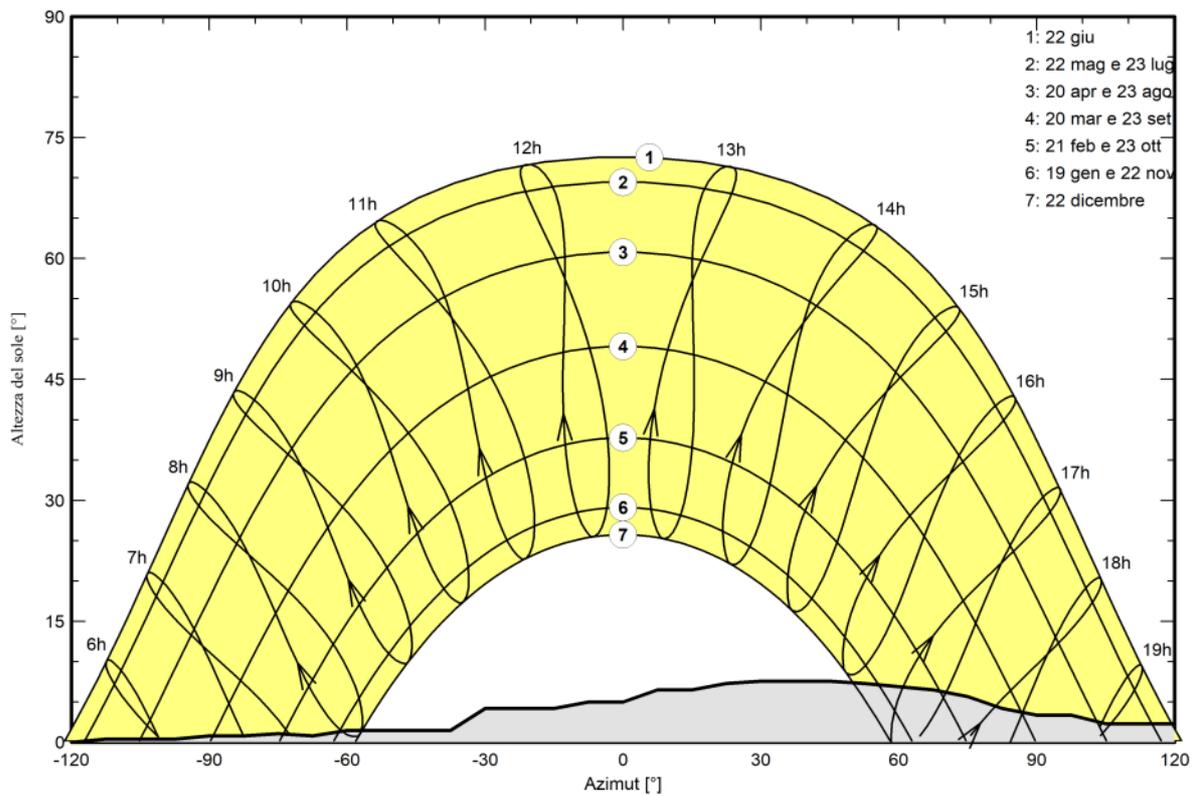
Horizon from PVGIS website API, Lat=40°48'7", Long=8°19'55", Alt=55m

Altezza media	2.6 °	Fattore su albedo	0.79
Fattore su diffuso	0.95	Frazione albedo	100 %

### Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-120	-113	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-38	-30
Altezza [°]	0.0	0.0	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	0.8	1.5	1.5	4.2
Azimut [°]	-15	-8	0	8	15	23	30	45	53	60	68
Altezza [°]	4.2	5.0	5.0	6.5	6.5	7.3	7.6	7.6	7.3	6.9	6.5
Azimut [°]	75	83	90	98	105	135	143	150	180		
Altezza [°]	5.7	4.2	3.4	3.4	2.3	2.3	0.8	0.0	0.0		

### Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)



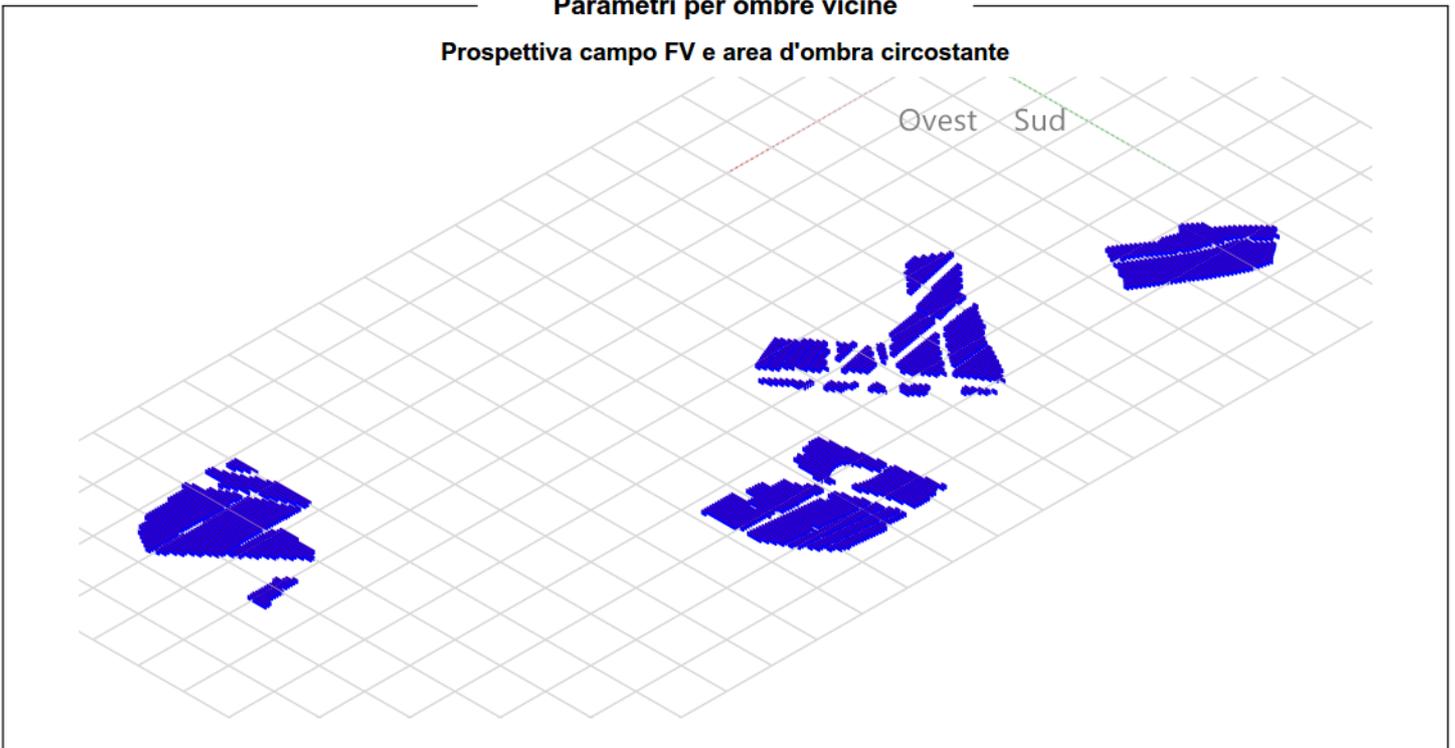


PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

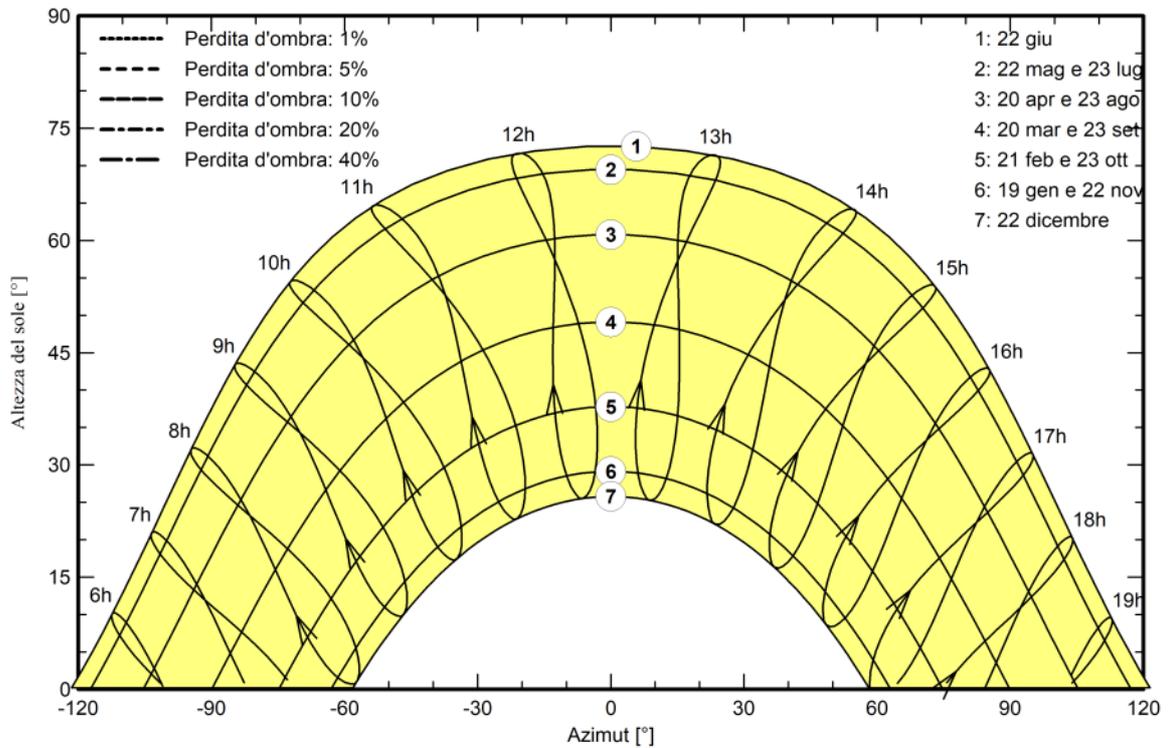
### Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante



### Diagramma iso-ombra

Orientamento #1





## PVsyst V7.3.2

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

Wood plc (United States)

## Risultati principali

## Produzione sistema

Energia prodotta 105973.99 MWh/anno

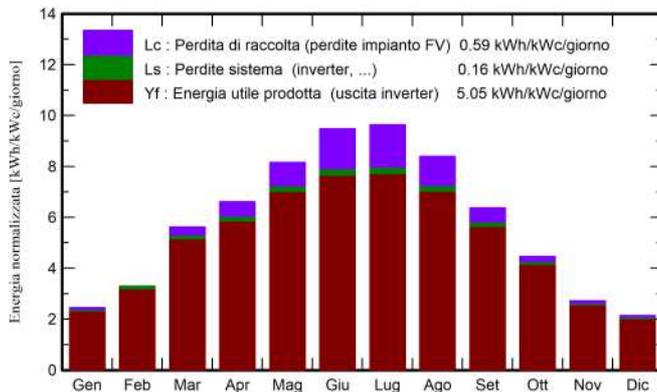
Prod. Specif.

1842 kWh/kWc/anno

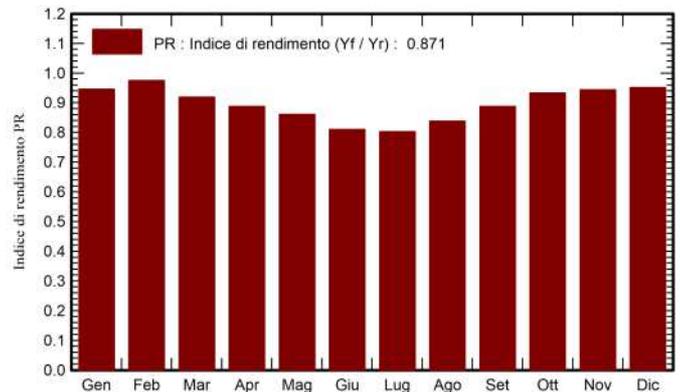
Indice di rendimento PR

87.14 %

## Produzione normalizzata (per kWp installato)



## Indice di rendimento PR



## Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	56.8	25.64	9.36	76.3	72.1	4266	4152	0.946
Febbraio	72.3	38.66	9.08	92.2	89.3	5309	5167	0.974
Marzo	132.1	50.76	11.53	174.1	170.8	9489	9205	0.919
Aprile	155.7	68.43	14.04	198.4	195.1	10452	10130	0.888
Maggio	196.1	86.65	17.99	252.9	249.3	12923	12526	0.861
Giugno	219.2	74.64	22.46	284.3	281.1	13672	13239	0.810
Luglio	225.0	72.45	25.70	298.7	295.4	14231	13786	0.803
Agosto	196.8	68.91	25.64	260.2	256.9	12946	12548	0.838
Settembre	144.2	54.44	21.48	191.2	187.9	10062	9760	0.888
Ottobre	104.0	44.40	18.53	138.3	134.7	7627	7417	0.933
Novembre	61.5	30.62	13.91	81.5	77.9	4542	4423	0.943
Dicembre	49.4	22.96	10.75	66.2	63.1	3720	3621	0.951
Anno	1613.3	638.55	16.75	2114.2	2073.6	109241	105974	0.871

## Legenda

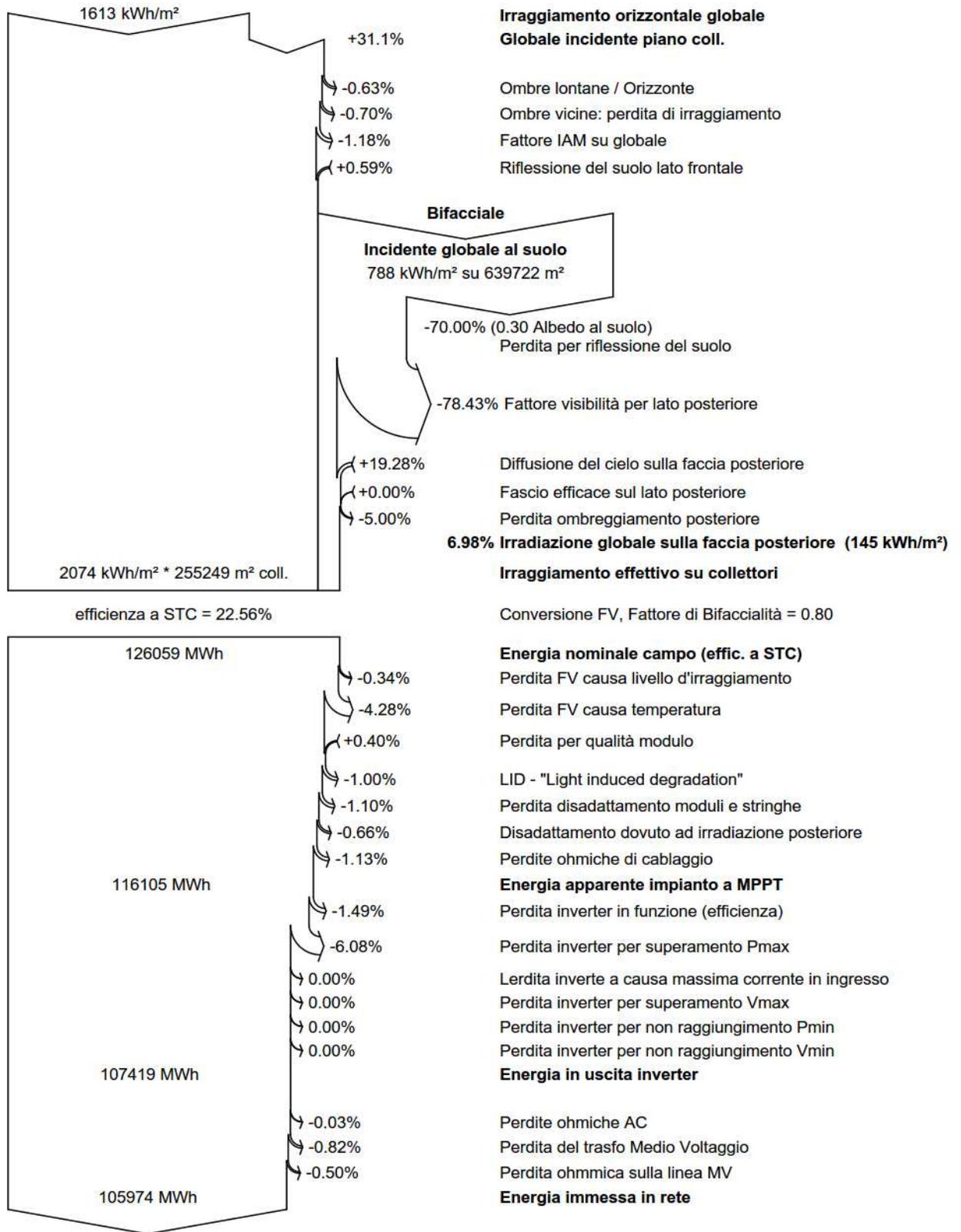
GlobHor Irraggiamento orizzontale globale  
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.  
 T\_Amb Temperatura ambiente  
 GlobInc Globale incidente piano coll.  
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo  
 E\_Grid Energia immessa in rete  
 PR Indice di rendimento



PVsyst V7.3.2  
VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

**Diagramma perdite**



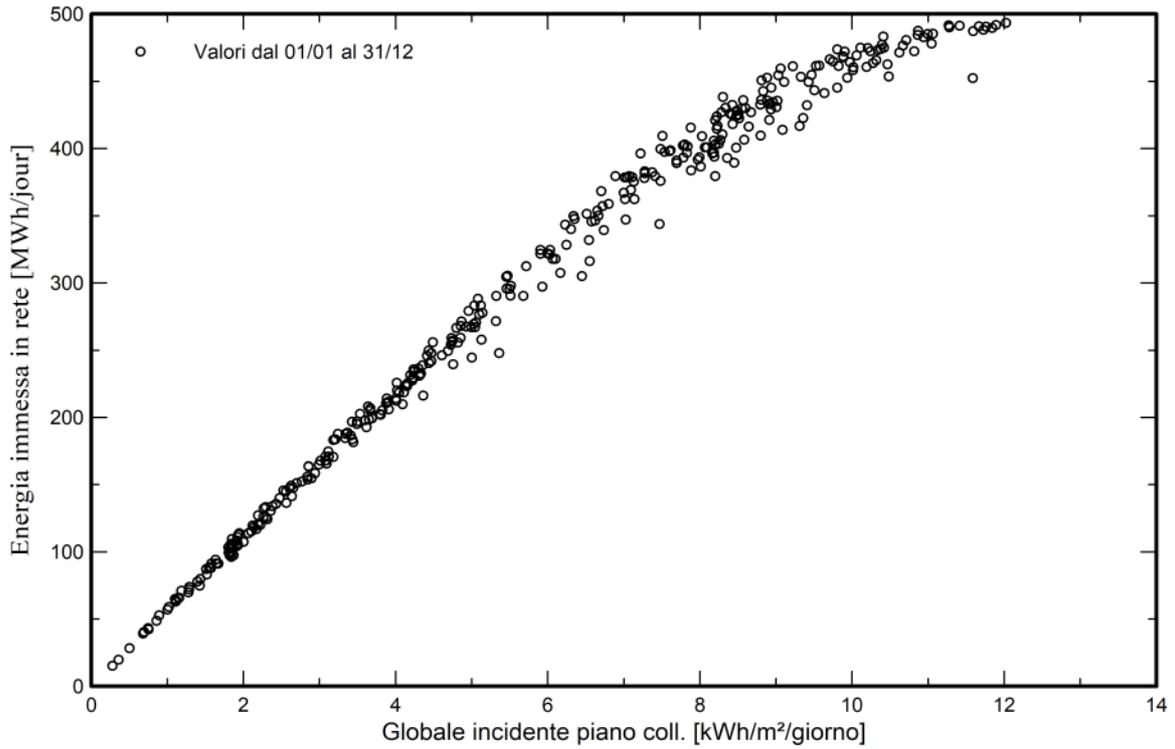


PVsyst V7.3.2

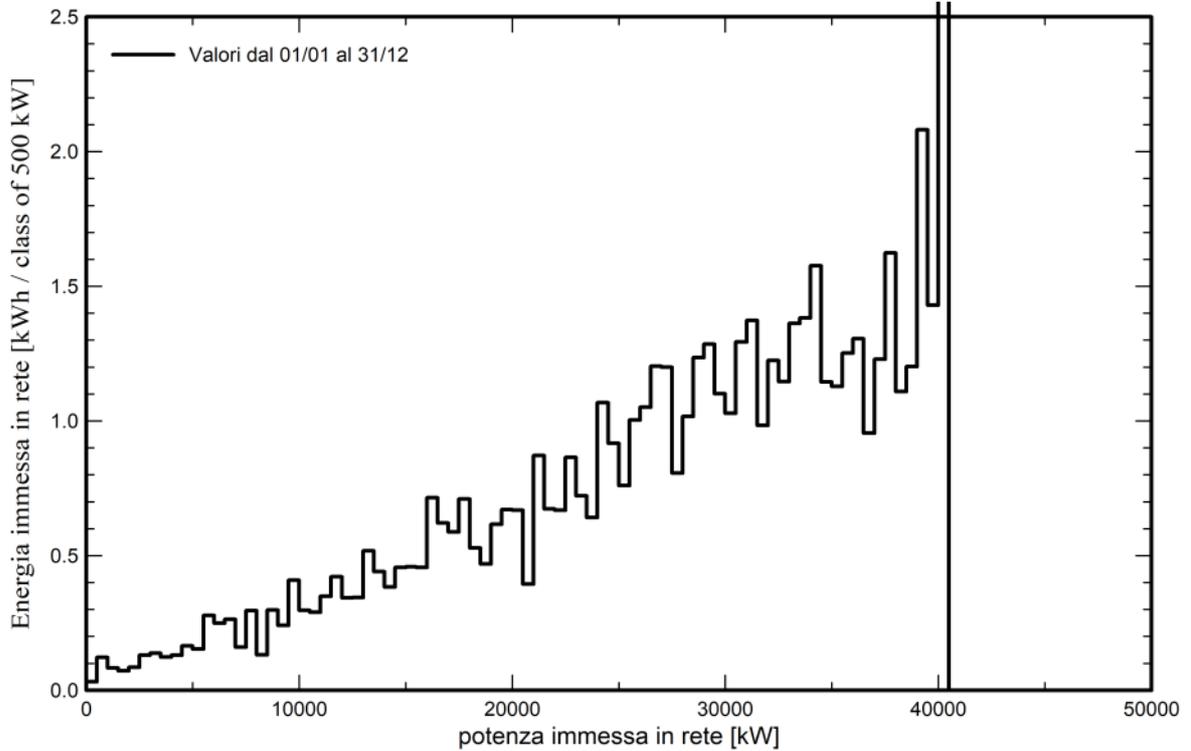
VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

Grafici predefiniti

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





**PVsyst V7.3.2**  
VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

### Valutazione P50-P90

#### Dati meteo

Fonte Meteonorm 8.1 (1991-2013), Sat=79%  
Tipo TMY, multi anno  
Differenza da anno in anno (Varianza) 4.3 %

#### Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

#### Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.7 %

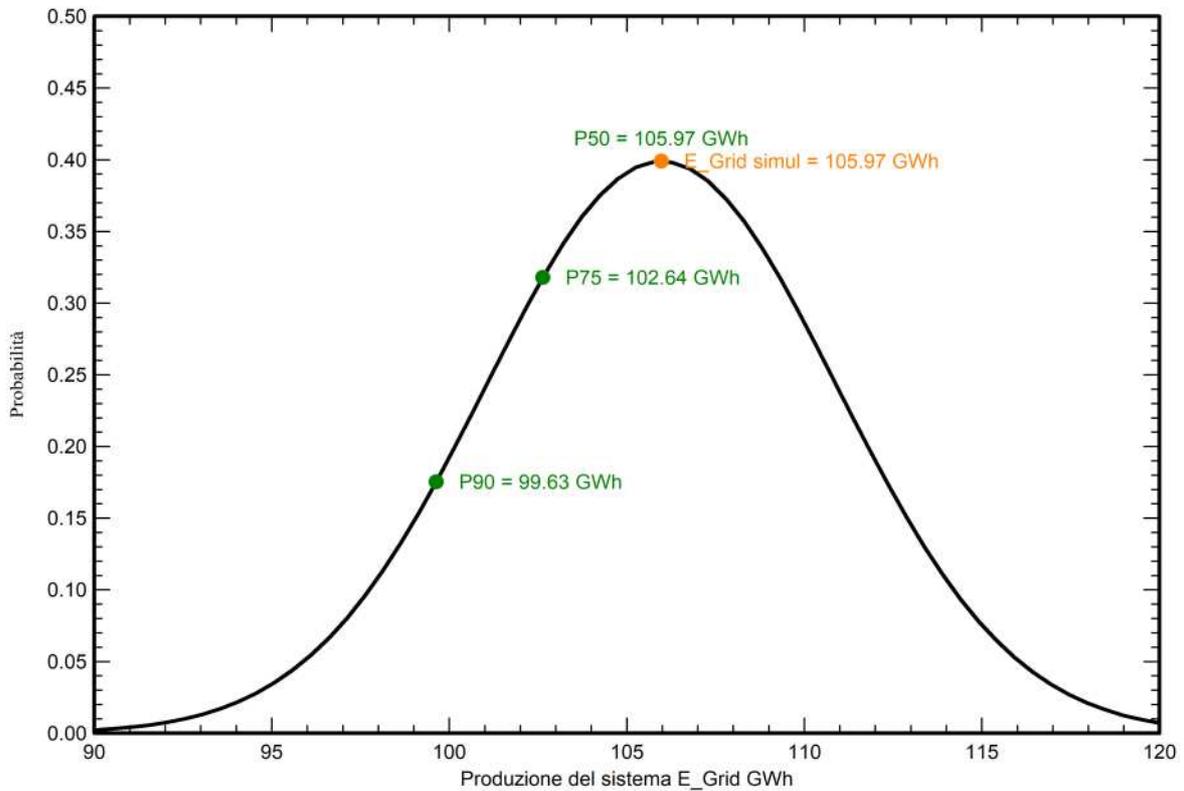
#### Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV 1.0 %  
Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %  
Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %  
Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

#### Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 4.95 GWh  
P50 105.97 GWh  
P90 99.63 GWh  
P75 102.64 GWh

### Distribuzione di probabilità





**PVsyst V7.3.2**

VC1, Simulato su  
18/04/23 11:21  
con v7.3.2

**Bilancio delle Emissioni di CO<sub>2</sub>**

Totale: 1056736.0 tCO<sub>2</sub>

**Emissioni generate**

Totale: 110109.06 tCO<sub>2</sub>

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

**Emissioni evitate**

Totale: 1344809.9 tCO<sub>2</sub>

Produzione del sistema: 105973.99 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO<sub>2</sub>/kWh

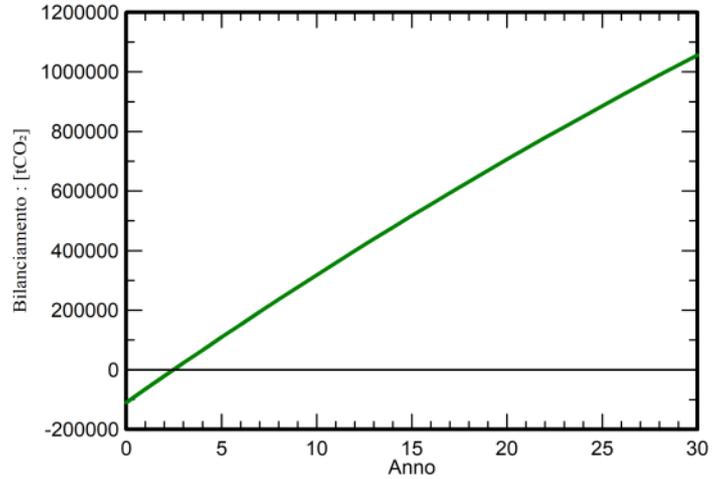
Fonte: Lista IEA

Paese: Italy

Durata di vita: 30 anni

Degradazione annua: 1.0 %

**CO<sub>2</sub> Evitata: Emissioni vs. Tempo**



**Dettagli delle emissioni del sistema nel ciclo di vita**

Elemento	LCE (ciclo vitale energia)	Quantità	Subtotale
			<b>[kgCO<sub>2</sub>]</b>
Moduli	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWc	57519 kWc	98513942
Supporti	2.82 kgCO <sub>2</sub> /Kg	4108500 Kg	11591763
Inverter	280 kgCO <sub>2</sub> /	12.0	3354