

# Oro Rinnovabile S.r.l.

**Impianto agrivoltaico denominato "Argenta 1" da 68.309,3 kWp, opere connesse ed infrastrutture indispensabili**

**Comuni di Argenta e Portomaggiore (FE)**

**Progetto Definitivo Impianto Agrivoltaico ed Opere di Utenza**

All. C.11 - Rapporto di producibilità energetica



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

Rev. 0

Settembre 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 agrivoltaico</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 Oro Rinnovabile 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 Oro Rinnovabile 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 agrivoltaico, basata su tecnologia solare fotovoltaica ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), della potenza nominale di 68.309,3 kWp che la società Oro Rinnovabile S.r.l. intende realizzare nei Comuni di Argenta e Portomaggiore (FE).

## 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 di trasmissione (o distribuzione)
- 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 "Oro Rinnovabile 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

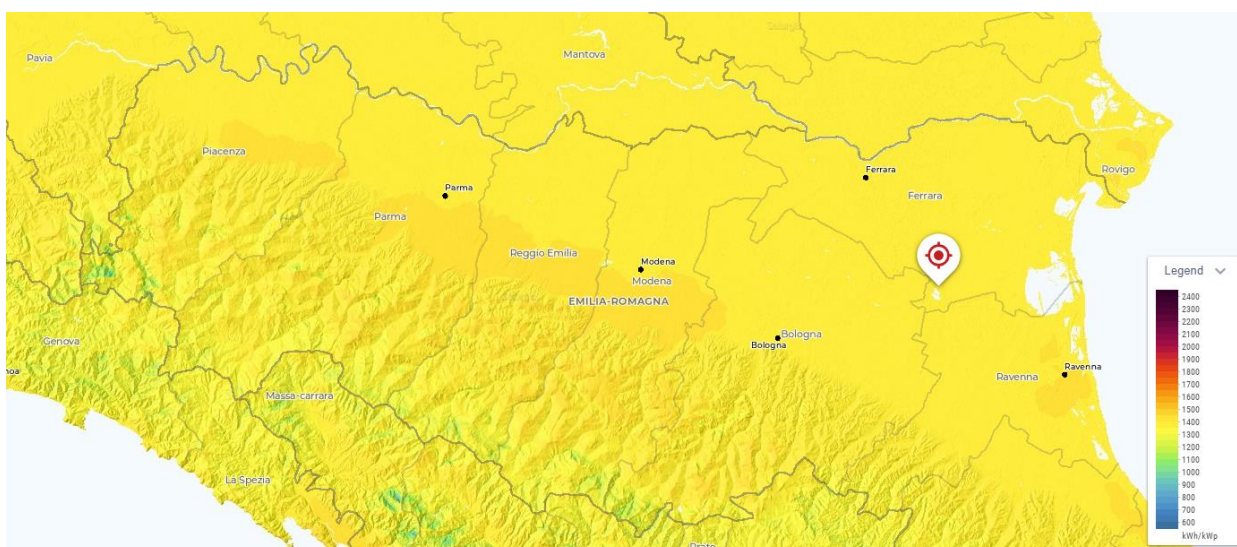
Le aree dove è prevista la realizzazione dell'impianto agrivoltaico e delle opere connesse ricadono nel comune di Argenta e Portomaggiore (FE). Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

- Latitudine: 44.62° N
- Longitudine: 11.95° E

Le aree dove si sviluppa l'impianto sono in una zona di depressione geografica, infatti hanno un'altitudine variabile tra 0 e -1 m s.l.m.. Il terreno è prevalentemente pianeggiante ed è delimitato da canali del consorzio di bonifica e fossi di scolo.

#### 3.2 Radiazione solare media annua

##### 3.2.1 Atlante solare



**Figura 3.1 - Atlante solare Emilia-Romagna (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 Emilia-Romagna 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 Argenta e Portomaggiore.

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> kWh
<b>Gennaio</b>	40.9	21.48	3.29	54.3	51.7	3730496
<b>Febbraio</b>	55.6	32.97	5.45	68.8	66.5	4806796
<b>Marzo</b>	107.8	46.89	10.14	140.5	137.4	9595513
<b>Aprile</b>	135.4	68.25	14.41	171.5	168.1	11595336
<b>Maggio</b>	180.7	83.02	19.61	233.3	229.2	15456958
<b>Giugno</b>	195.9	87.80	24.20	249.8	245.9	16364722
<b>Luglio</b>	198.7	82.96	26.48	258.6	254.7	16726878
<b>Agosto</b>	172.6	68.14	25.81	226.8	223.3	14726599
<b>Settembre</b>	119.3	51.65	20.32	158.2	155.0	10459161
<b>Ottobre</b>	78.1	36.67	15.77	104.7	101.9	7022784
<b>Novembre</b>	41.0	23.86	10.03	51.1	48.9	3494940
<b>Dicembre</b>	31.2	20.08	4.63	39.0	36.8	2680864
<b>Anno</b>	1357.1	623.76	15.07	1756.6	1719.3	116661046

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 agrivoltaico

### 4.1 Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>23%) e a elevata potenza nominale (720 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. 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	720 Wp
Efficienza nominale	23,18 % @ STC
Tensione di uscita a vuoto	50,74 V
Corrente di corto circuito	17,67 A
Tensione di uscita a Pmax	42,68 V
Corrente nominale a Pmax	16,87 A
Dimensioni	2384 mm x 1303 mm x 35 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	36 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 max in uscita @cos $\varphi$ =1 @ T=25°(CA)	2667 / 4000/ 4200/ 4400 kVA
Rendimento europeo	98,6%

### 4.3 Dimensionamento elettrico del sistema

La tensione massima del generatore fotovoltaico (tensione lato c.c.) dovrà essere 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: 2022-08):

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

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:

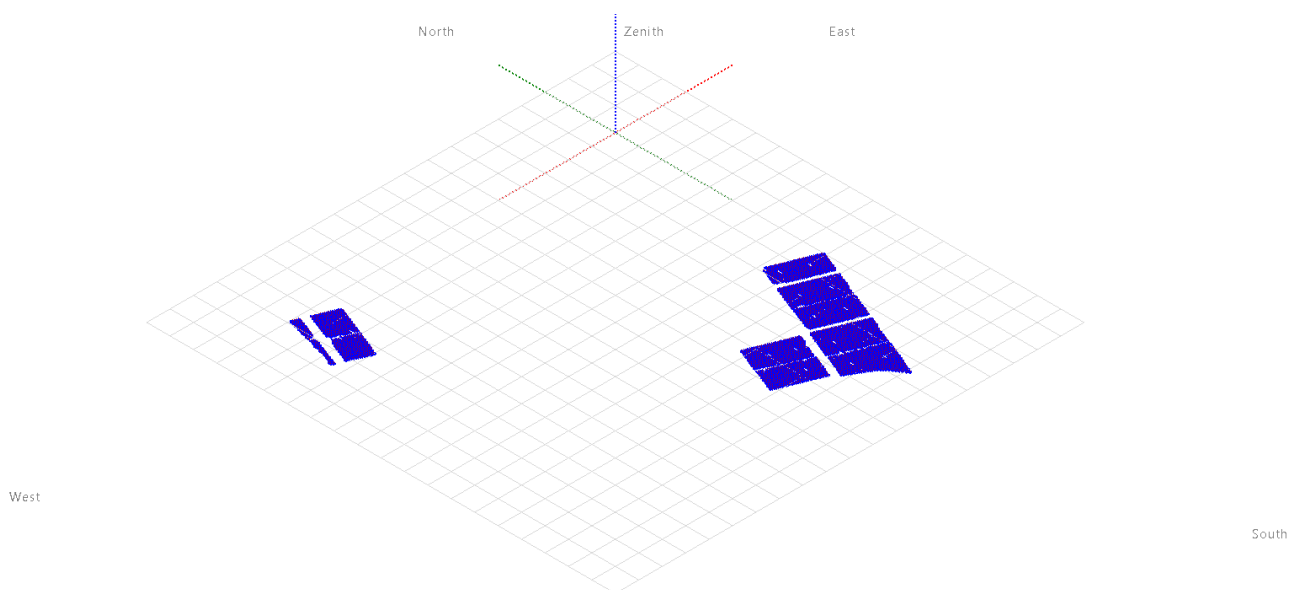
$$\frac{dT_j}{dG} = \frac{NOCT - 20}{800}$$

Tendendo conto della tensione massima di sistema dei moduli DC e della temperatura minima del sito (-5°) il numero di moduli fotovoltaici collegabili in serie (per ottenere una stringa fotovoltaica) è pari a 26; la tensione massima a vuoto della stringa fotovoltaica sarà quindi di circa 1414 V, pari alla somma della tensione a vuoto di ciascuno dei 26 moduli fotovoltaici collegati in serie. Il raggiungimento di tale valore è da ritenersi alquanto improbabile dato che nella realtà molto difficilmente potrà presentarsi una situazione di funzionamento a vuoto della stringa con condizioni di irraggiamento massime e temperatura ambiente minima.

Il generatore fotovoltaico sarà quindi costituito da 3649 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di 68.309,3 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: 52 e 26 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, perché 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 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 94,23%.

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

Descrizione	Energia prodotta (GWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	113,06	1.655,10
Producibilità attesa a P75	106,81	1.563,61
Producibilità attesa a P90	101,17	1.481,04

**Appendice 01**

**Rapporto di calcolo PVSYST**

# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

---

Progetto: Argenta1

Variante: Simulation 2

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 68.31 MWc

Argenta 1 - Italy

**Author**

Wood plc (United States)

**PVsyst V7.3.3**

VC1, Simulato su  
22/08/23 12:43  
con v7.3.3

**Progetto: Argenta1**

Variante: Simulation 2

Wood plc (United States)

**Sommario del progetto****Luogo geografico**

**Argenta 1**

Italia

**Ubicazione**

Latitudine 44.62 °N

Longitudine 11.95 °E

Altitudine 9 m

Fuso orario UTC+1

**Parametri progetto**

Albedo 0.20

**Dati meteo**

La Pioppa

Meteonorm 8.1 (1991-2012), Sat=100% - 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

Ombreggiamento differenziale automatico

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

Nr. di moduli 94874 unità

Pnom totale 68.31 MWc

**Inverter**

Numero di unità 17 unità

Pnom totale 65.80 MWac

Rapporto Pnom 1.038

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta 113060756 kWh/anno Prod. Specif. 1655 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 94.23 %

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	12
Risultati principali	13
Diagramma perdite	14
Grafici predefiniti	15
Valutazione P50-P90	16
Bilancio delle Emissioni di CO <sub>2</sub>	17



## PVsyst V7.3.3

VC1, Simulato su  
22/08/23 12:43  
con v7.3.3

Wood plc (United States)

## 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, Meteonorm  
Circumsolare separare

## Orizzonte

Orizzonte libero

## Sistema bifacciale

Modello Calcolo 2D  
eliosati illimitati

## Geometria del modello bifacciale

Distanza eliosati 12.00 m  
ampiezza eliosati 4.79 m  
GCR 39.9 %  
Altezza dell'asse dal suolo 2.50 m

## Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

## Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico  
Backtracking attivato

## Ombre vicine

Ombre lineari  
Ombreggiamento diffuso automatico

## Campo con backtracking

N. di eliosati 1887 unità

## Dimensioni

Distanza eliosati 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 85 %  
Ombreg. posteriore 5.0 %  
Perd. Mismatch post. 10.0 %  
Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

## Caratteristiche campo FV

## Modulo FV

Costruttore Huasun  
Modello HS-210-B132-DS720

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 720 Wp  
Numero di moduli FV 11492 unità  
Nominale (STC) 8274 kWc

## Campo #1 - SC01

Numero di moduli FV 3796 unità  
Nominale (STC) 2733 kWc  
Moduli 146 Stringhe x 26 In serie

## In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 2556 kWc  
U mpp 1039 V  
I mpp 2461 A

## Inverter

Costruttore SMA  
Modello Sunny Central 2660 UP

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 2667 kWac  
Numero di inverter 3 unità  
Potenza totale 8001 kWac

Numero di inverter 1 unità  
Potenza totale 2667 kWac

Voltaggio di funzionamento 880-1325 V  
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.02





**Caratteristiche campo FV**

**Campo #6 - SC06**

Numero di moduli FV	3848 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2771 kWc	Potenza totale	2667 kWac
Moduli	148 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	2591 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	2495 A		

**Campo #8 - SC08**

Numero di moduli FV	3848 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2771 kWc	Potenza totale	2667 kWac
Moduli	148 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	2591 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	2495 A		

**Modulo FV**

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	51454 unità
Nominale (STC)	37.05 MWc

**Inverter**

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4000 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4000 kWac
Numero di inverter	9 unità
Potenza totale	36000 kWac

**Campo #2 - SC02**

Numero di moduli FV	5720 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4118 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	220 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3852 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1039 V		
I mpp	3709 A		

**Campo #4 - SC04**

Numero di moduli FV	5746 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4137 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	221 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3869 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1039 V		
I mpp	3726 A		

**Campo #5 - SC05**

Numero di moduli FV	5720 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4118 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	220 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3852 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1039 V		
I mpp	3709 A		



## PVsyst V7.3.3

VC1, Simulato su  
22/08/23 12:43  
con v7.3.3

Wood plc (United States)

## Caratteristiche campo FV

**Campo #7 - SC07**

Numero di moduli FV	5720 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4118 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	220 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3852 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1039 V		
I mpp	3709 A		

**Campo #9 - SC09**

Numero di moduli FV	5824 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4193 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	224 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3922 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3776 A		

**Campo #10 - SC10**

Numero di moduli FV	5694 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4100 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	219 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3834 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1039 V		
I mpp	3692 A		

**Campo #11 - SC11**

Numero di moduli FV	5694 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4100 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	219 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3834 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1039 V		
I mpp	3692 A		

**Campo #12 - SC12**

Numero di moduli FV	5668 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4081 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	218 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3817 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1039 V		
I mpp	3675 A		

**Campo #13 - SC13**

Numero di moduli FV	5668 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4081 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	218 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3817 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1039 V		
I mpp	3675 A		



## Caratteristiche campo FV

**Campo #3 - SC03****Modulo FV**

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	6032 unità
Nominale (STC)	4343 kWc
Moduli	232 Stringhe x 26 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp	4062 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	3911 A

**Modulo FV**

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	25896 unità
Nominale (STC)	18.65 MWc

**Campo #14 - SC14**

Numero di moduli FV	6526 unità
Nominale (STC)	4699 kWc
Moduli	251 Stringhe x 26 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp	4395 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	4231 A

**Campo #15 - SC15**

Numero di moduli FV	6526 unità
Nominale (STC)	4699 kWc
Moduli	251 Stringhe x 26 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp	4395 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	4231 A

**Campo #16 - SC16**

Numero di moduli FV	6422 unità
Nominale (STC)	4624 kWc
Moduli	247 Stringhe x 26 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp	4325 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	4164 A

**Campo #17 - SC17**

Numero di moduli FV	6422 unità
Nominale (STC)	4624 kWc
Moduli	247 Stringhe x 26 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp	4325 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	4164 A

**Inverter**

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4200 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	4200 kWac
Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4200 kWac
Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03

**Inverter**

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4400 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	4400 kWac
Numero di inverter	4 unità
Potenza totale	17600 kWac

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac

Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.07

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac

Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.07

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac

Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac

Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05

**Caratteristiche campo FV****Potenza PV totale**

Nominale (STC) 68309 kWp  
Totale 94874 moduli  
Superficie modulo 294712 m<sup>2</sup>

**Potenza totale inverter**

Potenza totale 65801 kWac  
Numero di inverter 17 unità  
Rapporto Pnom 1.04

**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): 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 0.27 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #1 - SC01**

Res. globale campo 6.8 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #3 - SC03**

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

**Campo #5 - SC05**

Res. globale campo 4.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #7 - SC07**

Res. globale campo 4.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #9 - SC09**

Res. globale campo 4.4 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #11 - SC11**

Res. globale campo 4.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #13 - SC13**

Res. globale campo 4.6 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #15 - SC15**

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

**Campo #17 - SC17**

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

**Campo #2 - SC02**

Res. globale campo 4.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #4 - SC04**

Res. globale campo 4.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #6 - SC06**

Res. globale campo 6.7 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #8 - SC08**

Res. globale campo 6.7 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #10 - SC10**

Res. globale campo 4.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #12 - SC12**

Res. globale campo 4.6 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #14 - SC14**

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

**Campo #16 - SC16**

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



**Perdite cablaggio AC**

**Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter 600 Vac tri  
Fraz. perdite 0.03 % a STC

**Inverter: Sunny Central 2660 UP, Sunny Central 4000 UP, Sunny Central 4200 UP, Sunny Central 4400 UP**

Sezione cavi (17 Inv.) Rame 17 x 3 x 3000 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 5 m

**Linea MV fino alla iniezione**

Voltaggio MV 36 kV  
Frazione perdita media 1.10 % a STC

**Campo #1 - SC01**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 7955 m

**Campo #3 - SC03**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 8120 m

**Campo #5 - SC05**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 12295 m

**Campo #7 - SC07**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 12005 m

**Campo #9 - SC09**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 10515 m

**Campo #11 - SC11**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 10870 m

**Campo #13 - SC13**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 11230 m

**Campo #15 - SC15**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 11625 m

**Campo #17 - SC17**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 12010 m

**Campo #2 - SC02**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 8240 m

**Campo #4 - SC04**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 12560 m

**Campo #6 - SC06**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 11870 m

**Campo #8 - SC08**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 10320 m

**Campo #10 - SC10**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 10685 m

**Campo #12 - SC12**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 11045 m

**Campo #14 - SC14**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 11640 m

**Campo #16 - SC16**

Conduttori All 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 11975 m

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

**Campo #1 - SC01****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.68 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.68 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 26.82 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.34 mΩ

**Campo #2 - SC02****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.04 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.81 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #3 - SC03****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.26 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.20 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.30 kVA

Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.94 mΩ

**Campo #4 - SC04****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.06 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 41.18 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #5 - SC05****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.04 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.81 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #6 - SC06****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.72 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.67 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 27.71 kVA

Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.35 mΩ

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

**Campo #7 - SC07****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.04 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.81 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #8 - SC08****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.72 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.67 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 27.71 kVA

Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.35 mΩ

**Campo #9 - SC09****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.11 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 42.30 kVA

Frazione di perdite a carico 1.03 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #10 - SC10****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.02 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.44 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #11 - SC11****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.02 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.44 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #12 - SC12****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.00 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.08 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

**Campo #13 - SC13****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.00 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.08 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

**Campo #14 - SC14****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.62 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 48.42 kVA

Frazione di perdite a carico 1.05 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

**Campo #15 - SC15****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.62 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 48.42 kVA

Frazione di perdite a carico 1.05 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

**Campo #16 - SC16****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.54 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 46.90 kVA

Frazione di perdite a carico 1.03 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

**Campo #17 - SC17****Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.54 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 46.90 kVA

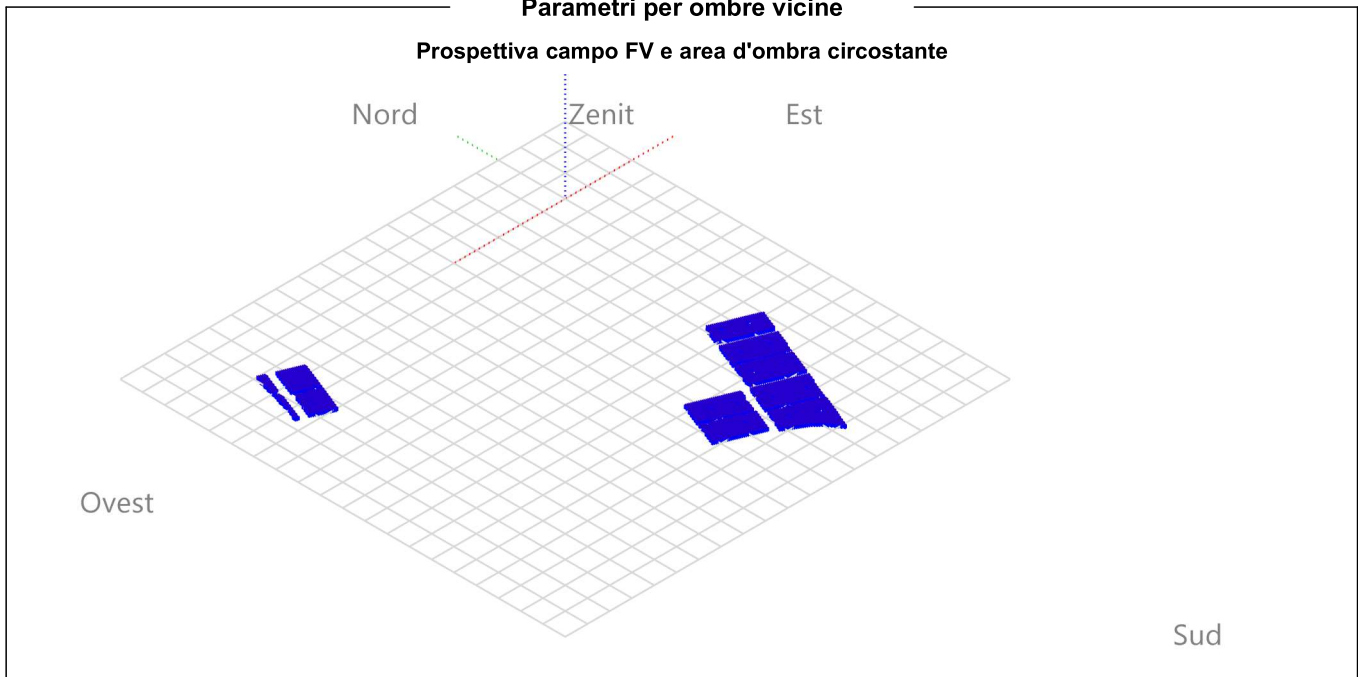
Frazione di perdite a carico 1.03 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

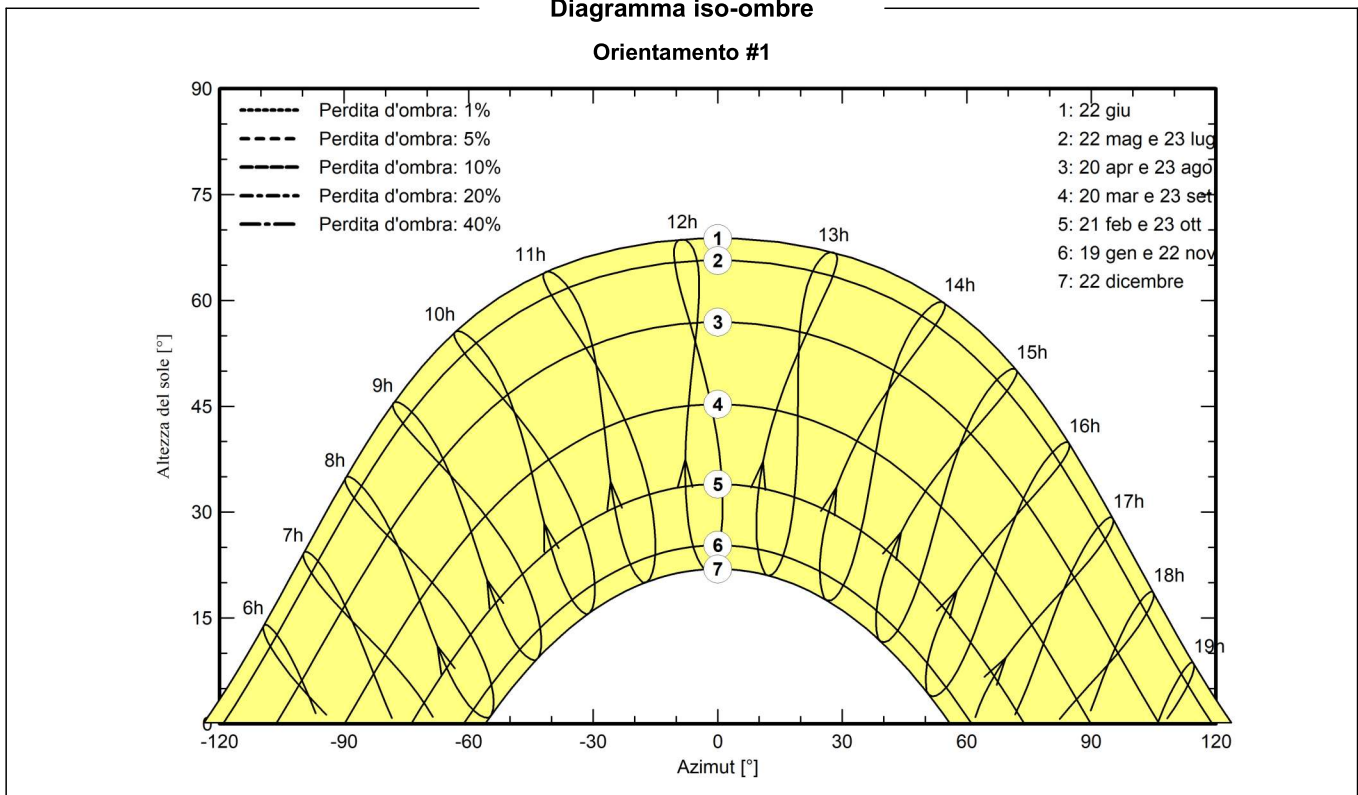




### Parametri per ombre vicine



### Diagramma iso-ombre





**Risultati principali**

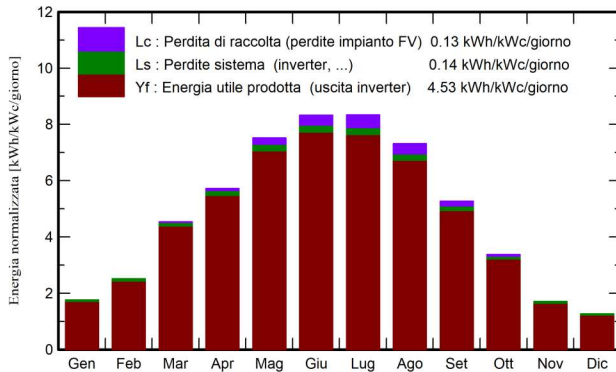
**Produzione sistema**

Energia prodotta 113060756 kWh/anno

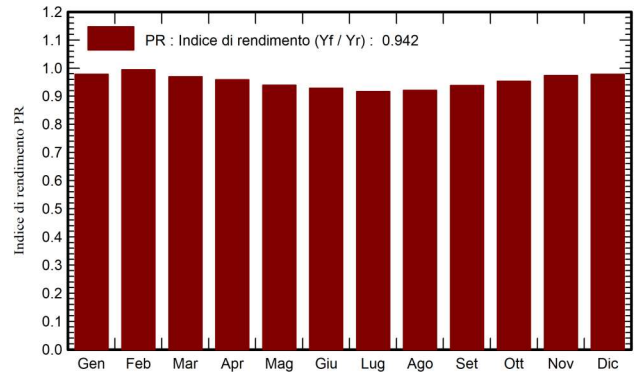
Prod. Specif. 1655 kWh/kWc/anno

Indice rendimento PR 94.23 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

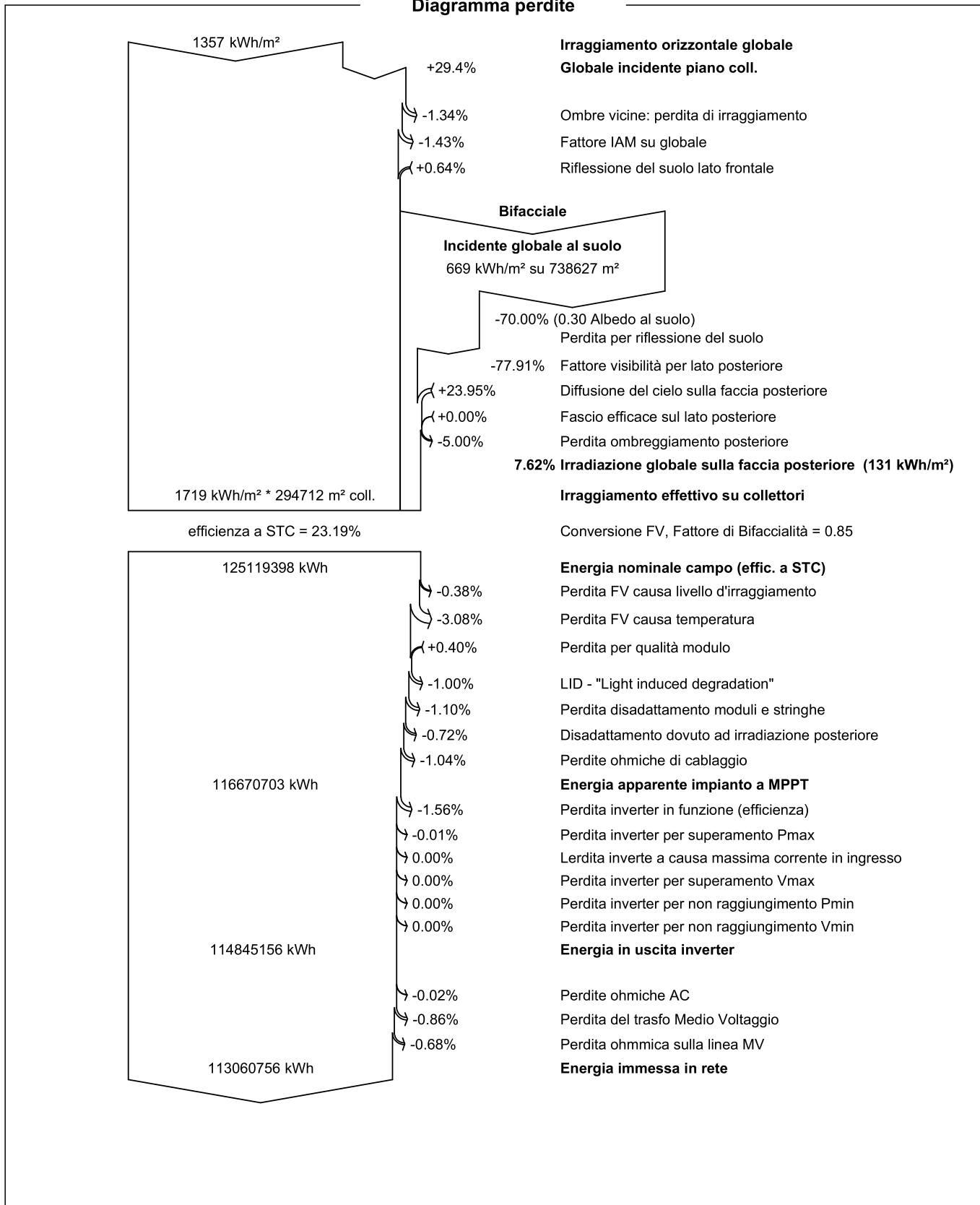
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh
<b>Gennaio</b>	40.9	21.48	3.29	54.3	51.7	3730496
<b>Febbraio</b>	55.6	32.97	5.45	68.8	66.5	4806796
<b>Marzo</b>	107.8	46.89	10.14	140.5	137.4	9595513
<b>Aprile</b>	135.4	68.25	14.41	171.5	168.1	11595336
<b>Maggio</b>	180.7	83.02	19.61	233.3	229.2	15456958
<b>Giugno</b>	195.9	87.80	24.20	249.8	245.9	16364722
<b>Luglio</b>	198.7	82.96	26.48	258.6	254.7	16726878
<b>Agosto</b>	172.6	68.14	25.81	226.8	223.3	14726599
<b>Settembre</b>	119.3	51.65	20.32	158.2	155.0	10459161
<b>Ottobre</b>	78.1	36.67	15.77	104.7	101.9	7022784
<b>Novembre</b>	41.0	23.86	10.03	51.1	48.9	3494940
<b>Dicembre</b>	31.2	20.08	4.63	39.0	36.8	2680864
<b>Anno</b>	1357.1	623.76	15.07	1756.6	1719.3	116661046

**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



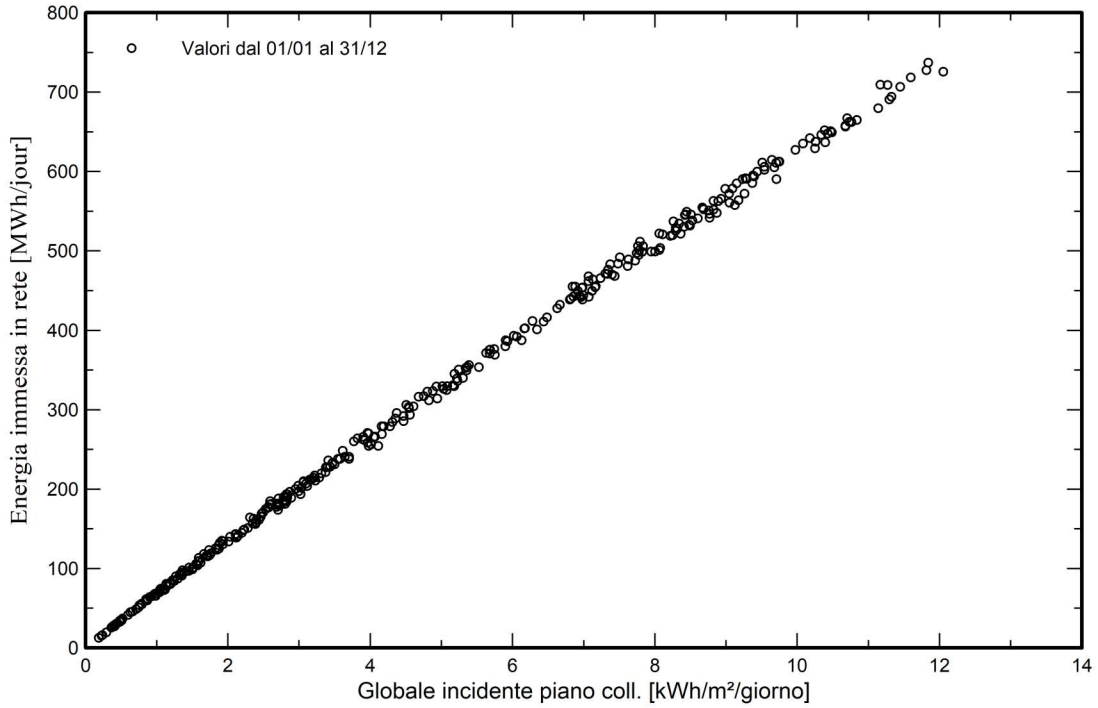
**Diagramma perdite**



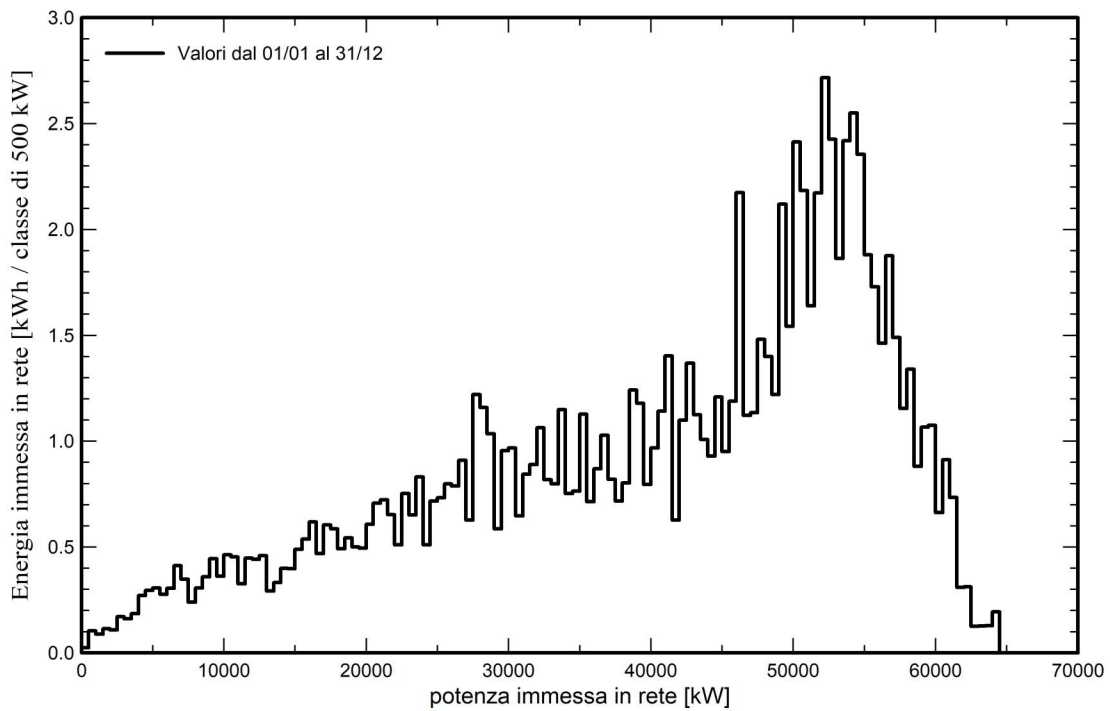


Grafici predefiniti

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





**Valutazione P50-P90**

**Dati meteo**

Fonte      Meteonorm 8.1 (1991-2012), Sat=100%  
Tipo                      TMY, multi anno  
Differenza da anno in anno(Varianza)      8.0 %

**Deviazione Standard**

Cambiamento Climatico                      0.0 %

**Variabilità globale**

Variabilità (Somma quadratica media)      8.2 %

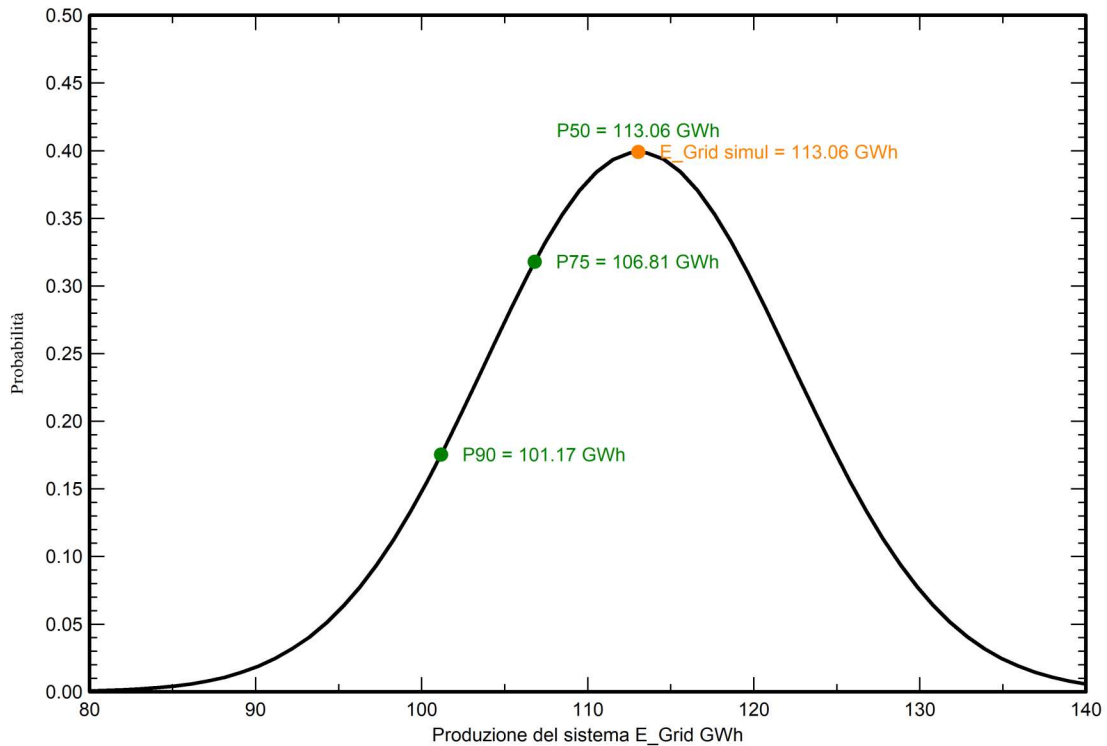
**Incertezze dei parametri e simulazione**

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	9.27 GWh
P50	113.06 GWh
P90	101.17 GWh
P75	106.81 GWh

**Distribuzione di probabilità**





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

Totale: 1114491.8 tCO<sub>2</sub>

**Emissioni generate**

Totale: 130383.34 tCO<sub>2</sub>

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

**Emissioni evitate**

Totale: 1434741.0 tCO<sub>2</sub>

Produzione del sistema: 113060.76 MWh/an

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

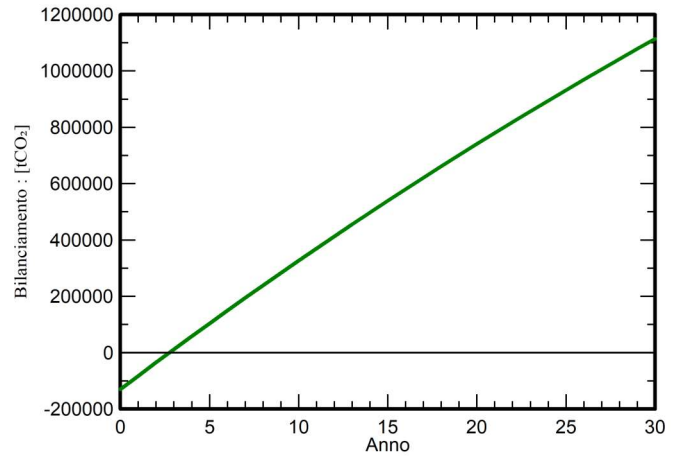
Fonte: Lista IEA

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
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Moduli	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWc	68309 kWc	116994670
Supporti	2.82 kgCO <sub>2</sub> /Kg	4743700 Kg	13383923
Inverter	280 kgCO <sub>2</sub> /unità	17.0 unità	4752