

Orosolare S.r.l.

Impianto agrivoltaico denominato "Argenta 2" da 168.461,3 kWp, e relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili

Comuni di Argenta, Comacchio e Portomaggiore (FE)

Progetto Definitivo Impianto Agrivoltaico ed Opere Elettriche di Utenza

Allegato C.11 - Rapporto di producibilità energetica



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

Rev. 0

Ottobre 2023

wood.

Indice

1	Oggetto e scopo	3
2	Definizioni	4
3	Radiazione solare del sito	6
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
4	Dati tecnici e dimensionamento dell'impianto agrivoltaico	9
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
5	Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa	12

Appendici

Appendice 01 Rapporto di calcolo PVSYST

Questo documento è di proprietà di Orosolare 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 Orosolare 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 168.461,3 kWp che la società Orosolare S.r.l. intende realizzare nei Comuni di Argenta e Comacchio. Limitatamente alle opere connesse, sarà interessato anche il comune di 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 α 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 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 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 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/m²), 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 "Orosolare 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 Comacchio e Portomaggiore (FE). Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

- Latitudine: 44.64° 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

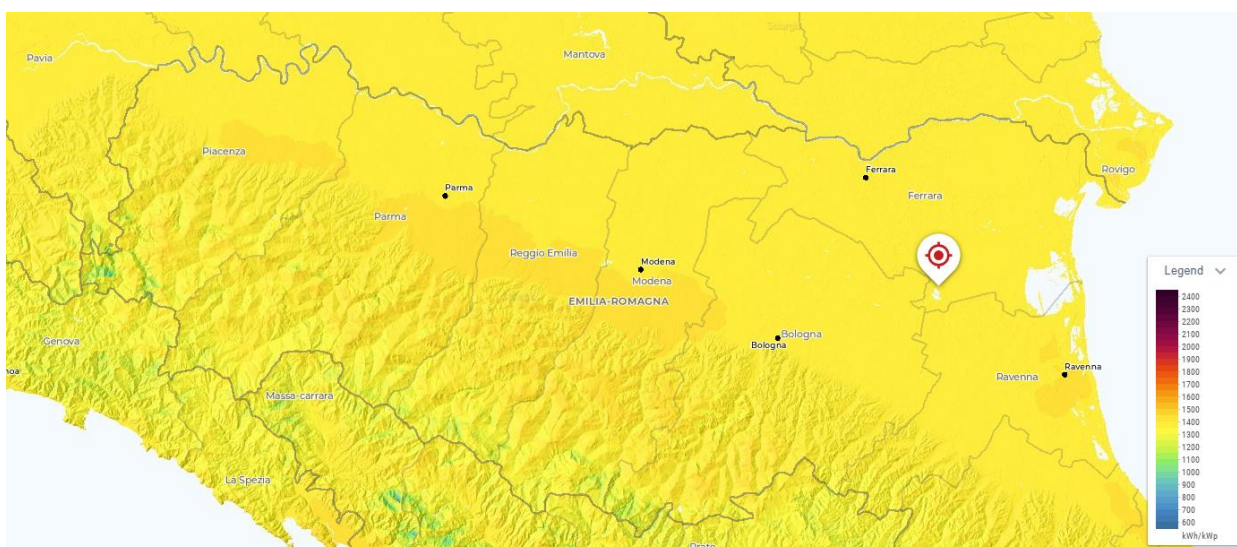


Figura 3.1 - Atlante solare Emilia-Romagna (Fonte: globalsolaratlas.info)



Average annual sum of GHI, period 1994-2016

900 1100 1300 1500 1700 kWh/m²

Figura 3.2 - Atlante solare Europeo (Fonte: 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 Comacchio 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

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh
Gennaio	41.0	20.21	2.83	55.1	52.0	9240972
Febbraio	55.7	30.21	5.07	71.8	68.7	12183331
Marzo	107.9	54.37	10.19	140.3	135.8	23494763
Aprile	135.5	68.76	14.59	172.1	167.2	28471763
Maggio	180.8	74.54	19.67	237.4	232.2	38312406
Giugno	195.9	83.81	24.18	253.5	248.0	40541128
Luglio	198.8	83.72	26.41	258.9	253.3	41081864
Agosto	172.6	73.59	25.85	227.8	222.6	36252821
Settembre	119.5	55.13	20.47	155.7	151.2	25246329
Ottobre	78.2	39.45	15.96	103.4	99.6	16984981
Novembre	41.0	25.33	10.08	51.2	48.4	8561187
Dicembre	31.2	21.39	4.29	37.7	35.1	6360763
Anno	1358.1	630.50	15.02	1764.9	1714.1	286732307

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
Potenza specifica al m ²	0,2318 kW/m ²
Perdita di performance	0,375 %/anno

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 φ	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 φ =1 @ T=25°(CA)	2667 / 2800 / 2930 / 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/m²);

G_{STC} è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli, in condizioni di prova standard (W/m²);

β 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 8999 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di 168.461,3 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 12,5 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

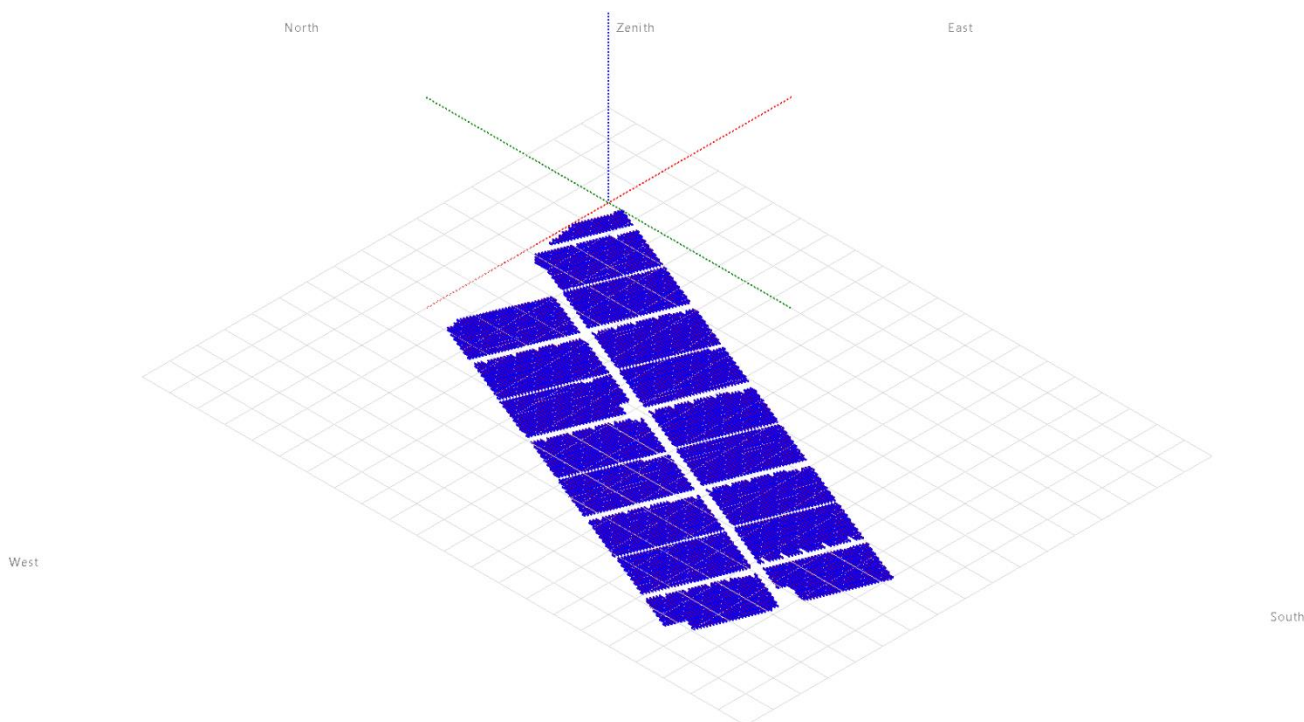


Figura 4.1 - Layout inserito nel software PVsyst

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 93,54%.

Tabella 5.1 - Producibilità attesa dell'impianto fotovoltaico

Descrizione	Energia prodotta (GWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	278,1	1.651
Producibilità attesa a P75	262,3	1.557
Producibilità attesa a P90	248,0	1.472

Appendice 01

Rapporto di calcolo PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Argenta2

Variante: Impianto Argenta 2

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 168.5 MWc

Argenta 2 - Italy

Author

Wood plc (United States)



Progetto: Argenta2

Variante: Impianto Argenta 2

PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Sommario del progetto

Luogo geografico

Argenta 2

Italia

Ubicazione

Latitudine 44.64 °N

Longitudine 11.94 °E

Altitudine 9 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

La Pioppa

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

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 diffuso automatico

Informazione sistema

Campo FV

Nr. di moduli

233974 unità

Pnom totale

168.5 MWc

Inverter

Numero di unità

43 unità

Pnom totale

160.3 MWac

Rapporto Pnom

1.051

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 278186024 kWh/anno Prod. Specif. 1651 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 93.57 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	23
Risultati principali	24
Diagramma perdite	25
Grafici predefiniti	26
Valutazione P50-P90	27
Bilancio delle Emissioni di CO ₂	28



Progetto: Argenta2

Variante: Impianto Argenta 2

Wood plc (United States)

PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

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
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 12.50 m

ampiezza eliostati 4.79 m

GCR 38.3 %

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 eliostati 4601 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 12.5 m

Larghezza collettori 4.79 m

Fattore occupazione (GCR) 38.3 %

Phi min / max -/+ 60.0 °

Strategia Backtracking

Phi limits for BT -/+ 79.9 °

Distanza tavole backtracking 12.5 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 116532 unità

Nominale (STC) 83.90 MWc

Campo #1 - C01

Numero di moduli FV 6136 unità

Nominale (STC) 4418 kWc

Moduli 236 Stringhe x 26 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 4132 kWc

U mpp 1039 V

I mpp 3978 A

Inverter

Costruttore SMA

Modello Sunny Central 4200 UP

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 4200 kWac

Numero di inverter 19 unità

Potenza totale 79800 kWac

Numero di inverter 1 unità

Potenza totale 4200 kWac

Voltaggio di funzionamento 921-1325 V

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.05



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - C02

Numero di moduli FV	6136 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4418 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	236 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4132 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3978 A		

Campo #3 - C03

Numero di moduli FV	6136 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4418 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	236 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4132 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3978 A		

Campo #6 - C11

Numero di moduli FV	6110 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4399 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	235 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4114 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3962 A		

Campo #7 - C12

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #8 - C13

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #11 - C21

Numero di moduli FV	6110 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4399 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	235 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4114 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3962 A		



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #12 - C22

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #13 - C23

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #16 - C31

Numero di moduli FV	6058 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4362 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	233 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4079 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	3928 A		

Campo #17 - C32

Numero di moduli FV	6110 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4399 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	235 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4114 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3962 A		

Campo #18 - C33

Numero di moduli FV	6110 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4399 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	235 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4114 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3962 A		

Campo #31 - C19

Numero di moduli FV	6110 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4399 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	235 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4114 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3962 A		



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #32 - C20

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #36 - C29

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #37 - C30

Numero di moduli FV	6136 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4418 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	236 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4132 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3978 A		

Campo #41 - C39

Numero di moduli FV	6162 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4437 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	237 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4149 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	3995 A		

Campo #42 - C40

Numero di moduli FV	6136 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4418 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	236 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4132 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3978 A		

Campo #43 - C42

Numero di moduli FV	6110 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4399 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	235 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4114 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3962 A		



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

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	15444 unità
Nominale (STC)	11.12 MWc

Campo #4 - C04

Numero di moduli FV	3822 unità
Nominale (STC)	2752 kWc
Moduli	147 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2574 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2478 A

Campo #5 - C05

Numero di moduli FV	3848 unità
Nominale (STC)	2771 kWc
Moduli	148 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2591 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2495 A

Campo #23 - C06

Numero di moduli FV	3900 unità
Nominale (STC)	2808 kWc
Moduli	150 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2626 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2529 A

Campo #33 - C26

Numero di moduli FV	3874 unità
Nominale (STC)	2789 kWc
Moduli	149 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2609 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2512 A

Modulo FV

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	28704 unità
Nominale (STC)	20.67 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 2660 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	2667 kWac
Numero di inverter	4 unità
Potenza totale	10668 kWac

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2667 kWac

Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2667 kWac

Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2667 kWac

Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2667 kWac

Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 2800 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	2800 kWac
Numero di inverter	7 unità
Potenza totale	19600 kWac



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #9 - C14

Numero di moduli FV	4108 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2958 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	158 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	2766 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	2664 A		

Campo #10 - C15

Numero di moduli FV	4160 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2995 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	160 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	2801 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.07
U mpp	1039 V		
I mpp	2697 A		

Campo #14 - C24

Numero di moduli FV	4108 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2958 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	158 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	2766 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	2664 A		

Campo #15 - C25

Numero di moduli FV	4056 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2920 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	156 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	2731 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	2630 A		

Campo #19 - C34

Numero di moduli FV	4134 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2976 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	159 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	2784 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1039 V		
I mpp	2680 A		

Campo #20 - C35

Numero di moduli FV	4082 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2939 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	157 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	2749 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	2647 A		



Caratteristiche campo FV

Campo #22 - C43

Numero di moduli FV	4056 unità
Nominale (STC)	2920 kWc
Moduli	156 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2731 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2630 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2800 kWac
Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04

Campo #21 - C41**Modulo FV**

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	6396 unità
Nominale (STC)	4605 kWc
Moduli	246 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	4307 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	4147 A

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4400 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4400 kWac
Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac
Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05

Modulo FV

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	58422 unità
Nominale (STC)	42.06 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4000 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4000 kWac
Numero di inverter	10 unità
Potenza totale	40000 kWac

Campo #24 - C07

Numero di moduli FV	5876 unità
Nominale (STC)	4231 kWc
Moduli	226 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3957 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	3810 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4000 kWac
Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06

Campo #25 - C08

Numero di moduli FV	5902 unità
Nominale (STC)	4249 kWc
Moduli	227 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3974 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	3827 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4000 kWac
Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06

Campo #26 - C09

Numero di moduli FV	5850 unità
Nominale (STC)	4212 kWc
Moduli	225 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3939 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	3793 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4000 kWac
Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #27 - C10

Numero di moduli FV	5850 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4212 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	225 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3939 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3793 A		

Campo #29 - C17

Numero di moduli FV	5798 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4175 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	223 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3904 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	3759 A		

Campo #30 - C18

Numero di moduli FV	5850 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4212 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	225 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3939 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3793 A		

Campo #34 - C27

Numero di moduli FV	5798 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4175 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	223 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3904 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	3759 A		

Campo #35 - C28

Numero di moduli FV	5850 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4212 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	225 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3939 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1039 V		
I mpp	3793 A		

Campo #39 - C37

Numero di moduli FV	5798 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4175 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	223 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3904 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1039 V		
I mpp	3759 A		



Caratteristiche campo FV

Campo #40 - C38

Numero di moduli FV	5850 unità
Nominale (STC)	4212 kWc
Moduli	225 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3939 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	3793 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4000 kWac
Voltaggio di funzionamento	
Rapporto Pnom (DC:AC)	880-1325 V 1.05

Modulo FV

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	8476 unità
Nominale (STC)	6103 kWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 2930 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	2933 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	5866 kWac

Campo #28 - C16

Numero di moduli FV	4238 unità
Nominale (STC)	3051 kWc
Moduli	163 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2854 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2748 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2933 kWac
Voltaggio di funzionamento	
Rapporto Pnom (DC:AC)	962-1325 V 1.04

Campo #38 - C36

Numero di moduli FV	4238 unità
Nominale (STC)	3051 kWc
Moduli	163 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2854 kWc
U mpp	1039 V
I mpp	2748 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2933 kWac
Voltaggio di funzionamento	
Rapporto Pnom (DC:AC)	962-1325 V 1.04

Potenza PV totale

Nominale (STC)	168461 kWp
Totale	233974 moduli
Superficie modulo	726806 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	160334 kWac
Numero di inverter	43 unità
Rapporto Pnom	1.05

Perdite campo

Fatt. di perdita termica

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

LID - Light Induced Degradation

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

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite	-0.2 %
---------------	--------

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



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.11 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - C01

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #3 - C03

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #5 - C05

Res. globale campo 6.7 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #7 - C12

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #9 - C14

Res. globale campo 6.3 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #11 - C21

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #13 - C23

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #15 - C25

Res. globale campo 6.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #17 - C32

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #19 - C34

Res. globale campo 6.3 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #21 - C41

Res. globale campo 4.1 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #23 - C06

Res. globale campo 6.6 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #25 - C08

Res. globale campo 4.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #27 - C10

Res. globale campo 4.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #29 - C17

Res. globale campo 4.5 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #31 - C19

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #33 - C26

Res. globale campo 6.7 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - C02

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - C04

Res. globale campo 6.8 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #6 - C11

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #8 - C13

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #10 - C15

Res. globale campo 6.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #12 - C22

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #14 - C24

Res. globale campo 6.3 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #16 - C31

Res. globale campo 4.3 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #18 - C33

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #20 - C35

Res. globale campo 6.3 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #22 - C43

Res. globale campo 6.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #24 - C07

Res. globale campo 4.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #26 - C09

Res. globale campo 4.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #28 - C16

Res. globale campo 6.1 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #30 - C18

Res. globale campo 4.4 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #32 - C20

Res. globale campo 4.2 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #34 - C27

Res. globale campo 4.5 mΩ

Fraz. perdite 1.5 % a STC



Perdite DC nel cablaggio

Campo #35 - C28		Campo #36 - C29	
Res. globale campo	4.4 mΩ	Res. globale campo	4.2 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #37 - C30		Campo #38 - C36	
Res. globale campo	4.2 mΩ	Res. globale campo	6.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #39 - C37		Campo #40 - C38	
Res. globale campo	4.5 mΩ	Res. globale campo	4.4 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #41 - C39		Campo #42 - C40	
Res. globale campo	4.2 mΩ	Res. globale campo	4.2 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #43 - C42			
Res. globale campo	4.2 mΩ		
Fraz. perdite	1.5 % a STC		

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT			
Tensione inverter	630 Vac tri		
Fraz. perdite	0.03 % a STC		
Inverter: Sunny Central 4200 UP, Sunny Central 2660 UP, Sunny Central 2800 UP, Sunny Central 4400 UP, Sunny Central 4000 UP, Sunny Central			
Sezione cavi (43 Inv.)	Rame 43 x 3 x 3000 mm ²		
Lunghezza media dei cavi	5 m		
Linea MV fino al trasfo HV			
Voltaggio MV	30 kV		
Frazione perdita media	0.24 % a STC		
Campo #1 - C01		Campo #2 - C02	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	1275 m	Lunghezza	1164 m
Campo #3 - C03		Campo #4 - C04	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	1060 m	Lunghezza	969 m
Campo #5 - C05		Campo #6 - C11	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	863 m	Lunghezza	1684 m
Campo #7 - C12		Campo #8 - C13	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	1570 m	Lunghezza	1470 m
Campo #9 - C14		Campo #10 - C15	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	1384 m	Lunghezza	1298 m
Campo #11 - C21		Campo #12 - C22	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	2260 m	Lunghezza	2147 m
Campo #13 - C23		Campo #14 - C24	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	2048 m	Lunghezza	1963 m
Campo #15 - C25		Campo #16 - C31	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	1878 m	Lunghezza	2851 m
Campo #17 - C32		Campo #18 - C33	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	2736 m	Lunghezza	2635 m



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Perdite cablaggio AC

Linea MV fino al trasfo HV

Vtaggio MV 30 kV
Frazione perdita media 0.24 % a STC

Campo #19 - C34

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2547 m

Campo #21 - C41

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 3336 m

Campo #23 - C06

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 718 m

Campo #25 - C08

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 528 m

Campo #27 - C10

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 328 m

Campo #29 - C17

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1119 m

Campo #31 - C19

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 998 m

Campo #33 - C26

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1869 m

Campo #35 - C28

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1675 m

Campo #37 - C30

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1463 m

Campo #39 - C37

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2340 m

Campo #41 - C39

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2154 m

Campo #43 - C42

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 3242 m

Linea HV fino al punto di immissione

Linea vtaggio HV 132 kV
Conduttori All 3 x 1500 mm²
Lunghezza 8818 m
Fraz. perdite 0.18 % a STC

Campo #20 - C35

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2459 m

Campo #22 - C43

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2980 m

Campo #24 - C07

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 616 m

Campo #26 - C09

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 428 m

Campo #28 - C16

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1300 m

Campo #30 - C18

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1099 m

Campo #32 - C20

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 883 m

Campo #34 - C27

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1762 m

Campo #36 - C29

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1575 m

Campo #38 - C36

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2452 m

Campo #40 - C38

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2254 m

Campo #42 - C40

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2026 m



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #1 - C01**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.34 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.38 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #2 - C02**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.34 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.38 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #3 - C03**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.34 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.38 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #4 - C04**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.70 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.75 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 26.47 kVA
Frazione di perdite a carico 0.98 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.31 mΩ

Campo #5 - C05**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.72 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.75 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 26.83 kVA
Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.31 mΩ

Campo #6 - C11**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.32 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.01 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #7 - C12**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.74 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #8 - C13**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.74 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #9 - C14**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.90 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 29.17 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #10 - C15**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.94 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 29.90 kVA
Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #11 - C21**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.32 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.01 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #12 - C22**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.74 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #13 - C23**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.74 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #14 - C24**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.90 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 29.17 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #15 - C25**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.87 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 28.44 kVA
Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #16 - C31**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.28 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 42.29 kVA
Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #17 - C32**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.32 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.01 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #18 - C33**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.32 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.01 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #19 - C34**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.92 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 29.53 kVA
Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #20 - C35**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.89 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 28.80 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #21 - C41**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.52 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.54 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 45.05 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.96 mΩ

Campo #22 - C43**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.87 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.89 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 28.44 kVA
Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.37 mΩ

Campo #23 - C06**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.75 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.75 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 27.55 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.31 mΩ

Campo #24 - C07**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.15 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 41.68 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.87 mΩ

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

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #25 - C08**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.17 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	42.05 kVA
Frazione di perdite a carico	1.01 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ

Campo #26 - C09**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.13 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	41.31 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ

Campo #27 - C10**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.13 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	41.31 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ

Campo #28 - C16**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	3.00 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	3.03 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	29.68 kVA
Frazione di perdite a carico	0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 1.44 mΩ

Campo #29 - C17**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.09 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	40.59 kVA
Frazione di perdite a carico	0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ

Campo #30 - C18**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.13 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	41.31 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #31 - C19**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.32 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.01 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #32 - C20**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.74 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

Campo #33 - C26**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.74 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.76 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 27.19 kVA
Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.31 mΩ

Campo #34 - C27**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.09 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 40.59 kVA
Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.87 mΩ

Campo #35 - C28**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.13 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 41.31 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.87 mΩ

Campo #36 - C29**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.74 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

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

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #37 - C30**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.34 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	43.38 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.91 mΩ

Campo #38 - C36**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	3.00 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	3.03 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	29.68 kVA
Frazione di perdite a carico	0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 1.44 mΩ

Campo #39 - C37**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.09 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	40.59 kVA
Frazione di perdite a carico	0.99 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ

Campo #40 - C38**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.13 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.13 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	41.31 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.87 mΩ

Campo #41 - C39**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.36 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	43.74 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.91 mΩ

Campo #42 - C40**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.34 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.34 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	43.38 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.91 mΩ



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #43 - C42

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 4.32 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.34 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.01 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.91 mΩ

trasfo HV

Tensione rete 132 kV

Trasformatore da schede tecniche

Potenza nominale 168000 kVA

Iron Loss (scollegato di notte) 68.80 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.04 % Del PNom

Perdite a carico 688.00 kVA

Frazione di perdite a carico 0.41 % a PNom

Resistenza equivalente induttori 3 x 21.94 mΩ



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

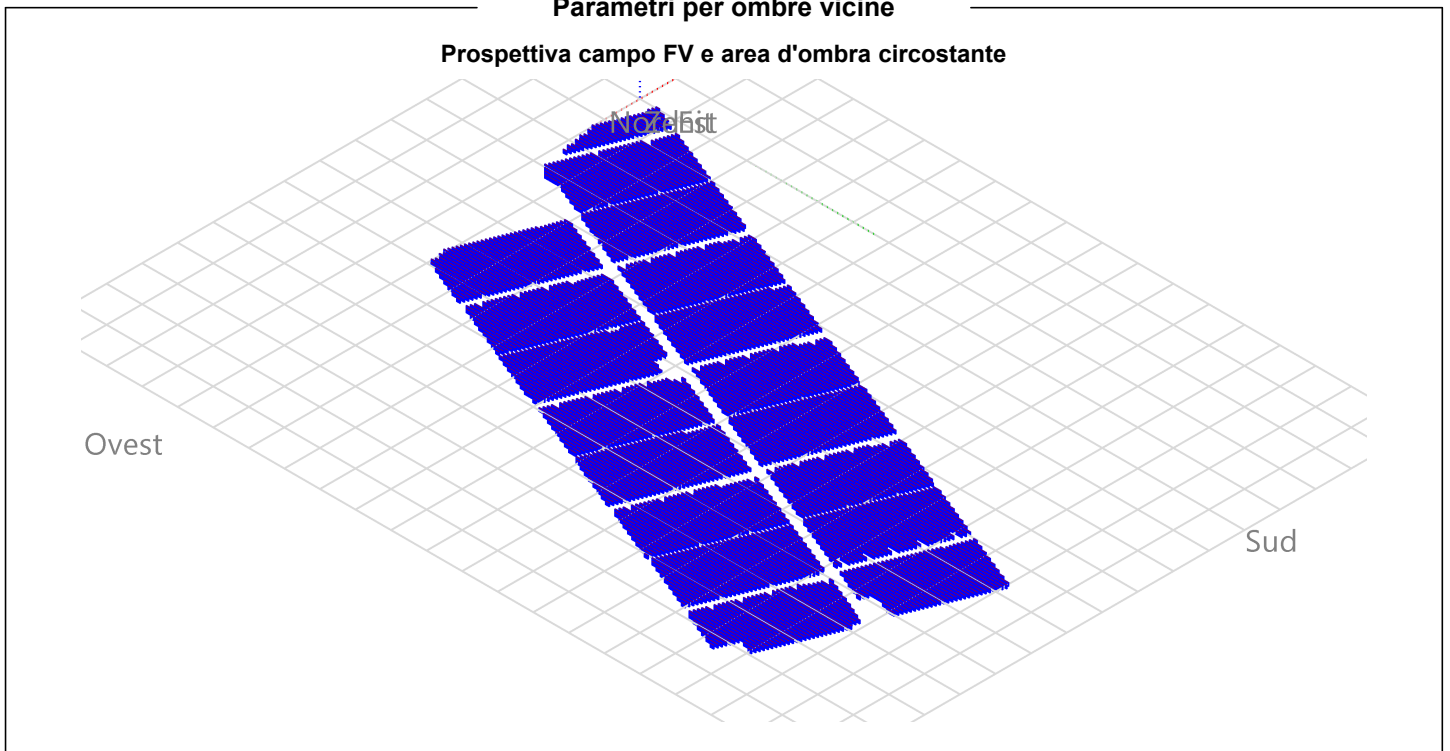
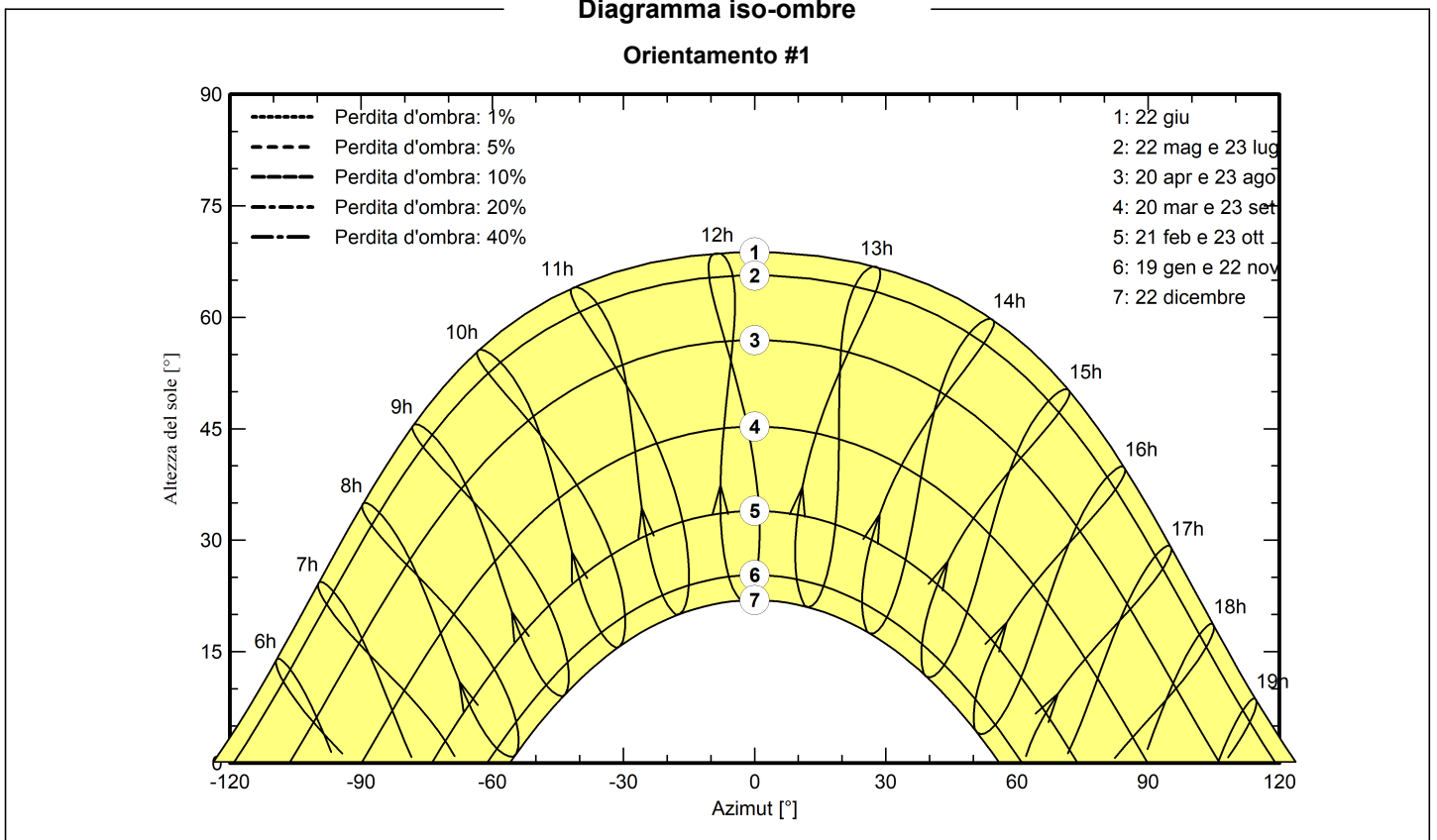


Diagramma iso-ombra

Orientamento #1





Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

278186024 kWh/anno

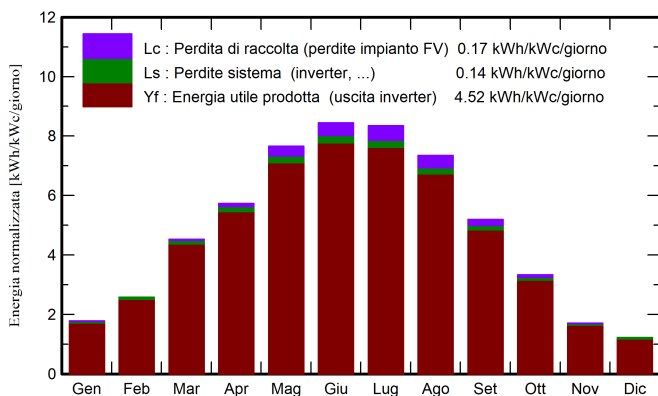
Prod. Specif.

1651 kWh/kWc/anno

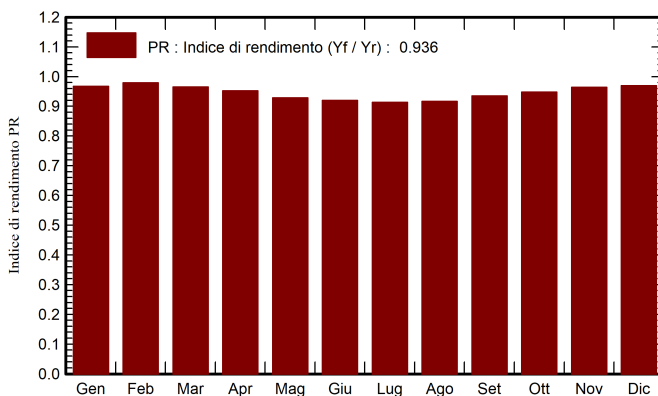
Indice rendimento PR

93.57 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh
Gennaio	41.0	20.21	2.83	55.1	52.0	9240972
Febbraio	55.7	30.21	5.07	71.8	68.7	12183331
Marzo	107.9	54.37	10.19	140.3	135.8	23494763
Aprile	135.5	68.76	14.59	172.1	167.2	28471763
Maggio	180.8	74.54	19.67	237.4	232.2	38312406
Giugno	195.9	83.81	24.18	253.5	248.0	40541128
Luglio	198.8	83.72	26.41	258.9	253.3	41081864
Agosto	172.6	73.59	25.85	227.8	222.6	36252821
Settembre	119.5	55.13	20.47	155.7	151.2	25246329
Ottobre	78.2	39.45	15.96	103.4	99.6	16984981
Novembre	41.0	25.33	10.08	51.2	48.4	8561187
Dicembre	31.2	21.39	4.29	37.7	35.1	6360763
Anno	1358.1	630.50	15.02	1764.9	1714.1	286732307

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

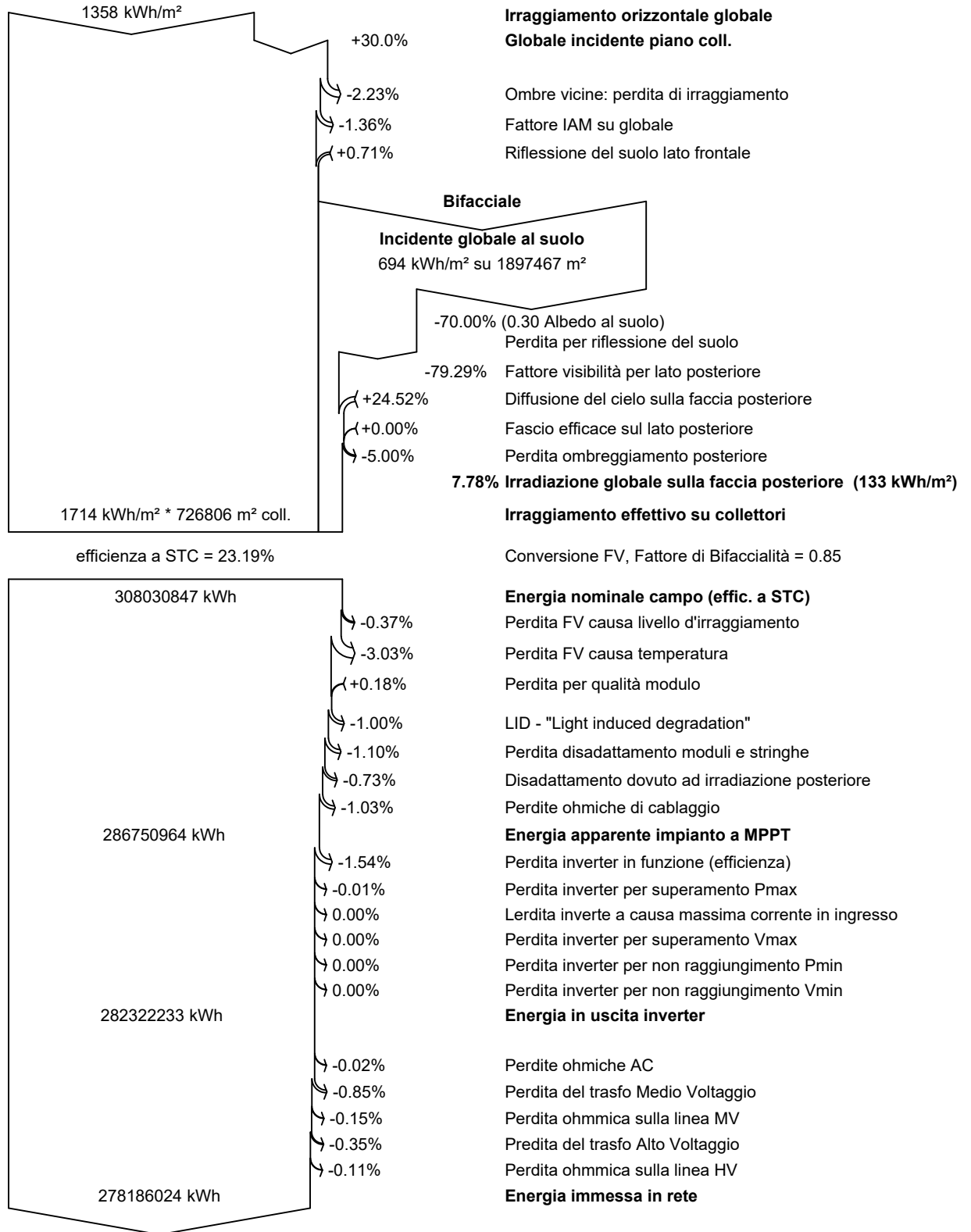
GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo



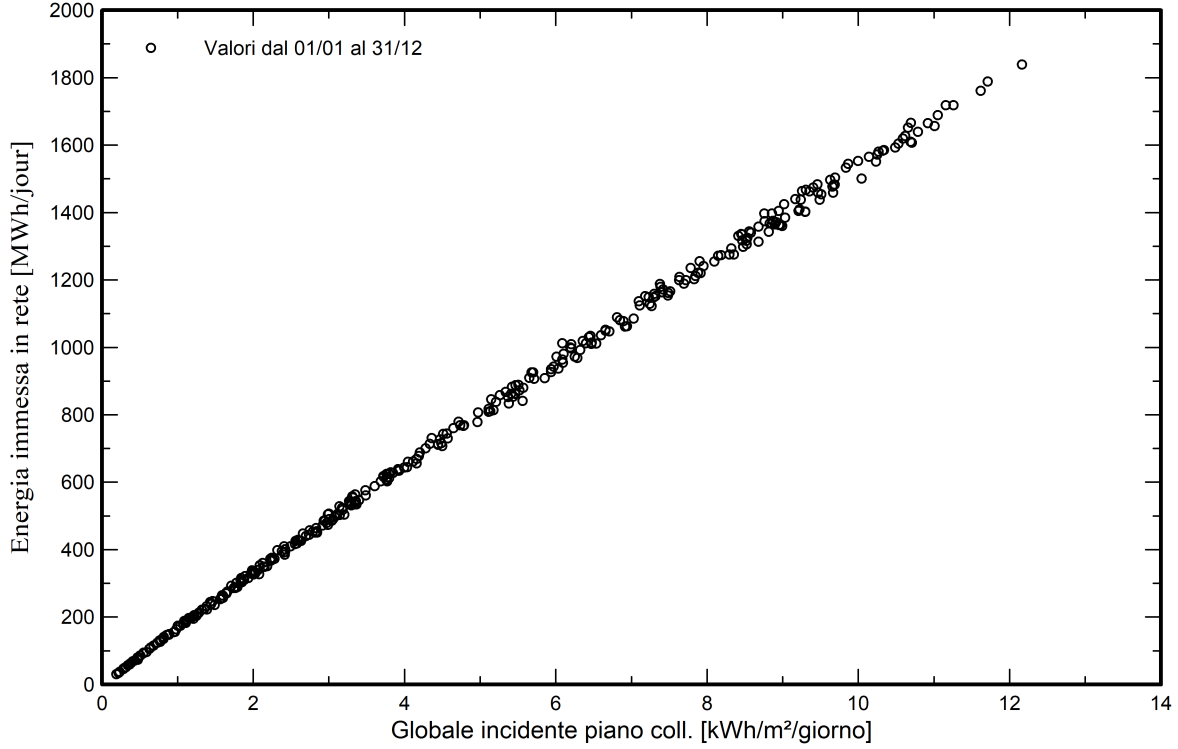
Diagramma perdite



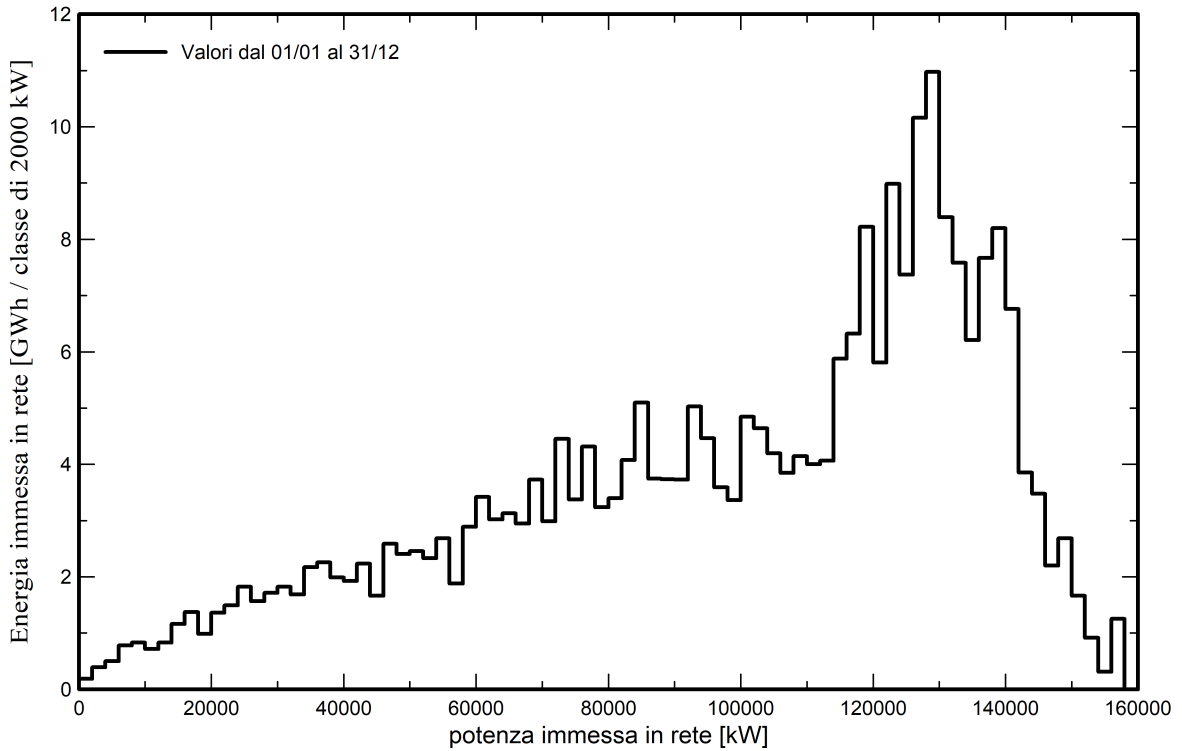


Grafici predefiniti

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.1 (1991-2012), Sat=100%
Tipo Medie mensili
Sintetico - Media su più anni
Differenza da anno in anno (Varianza) 8.2 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 8.4 %

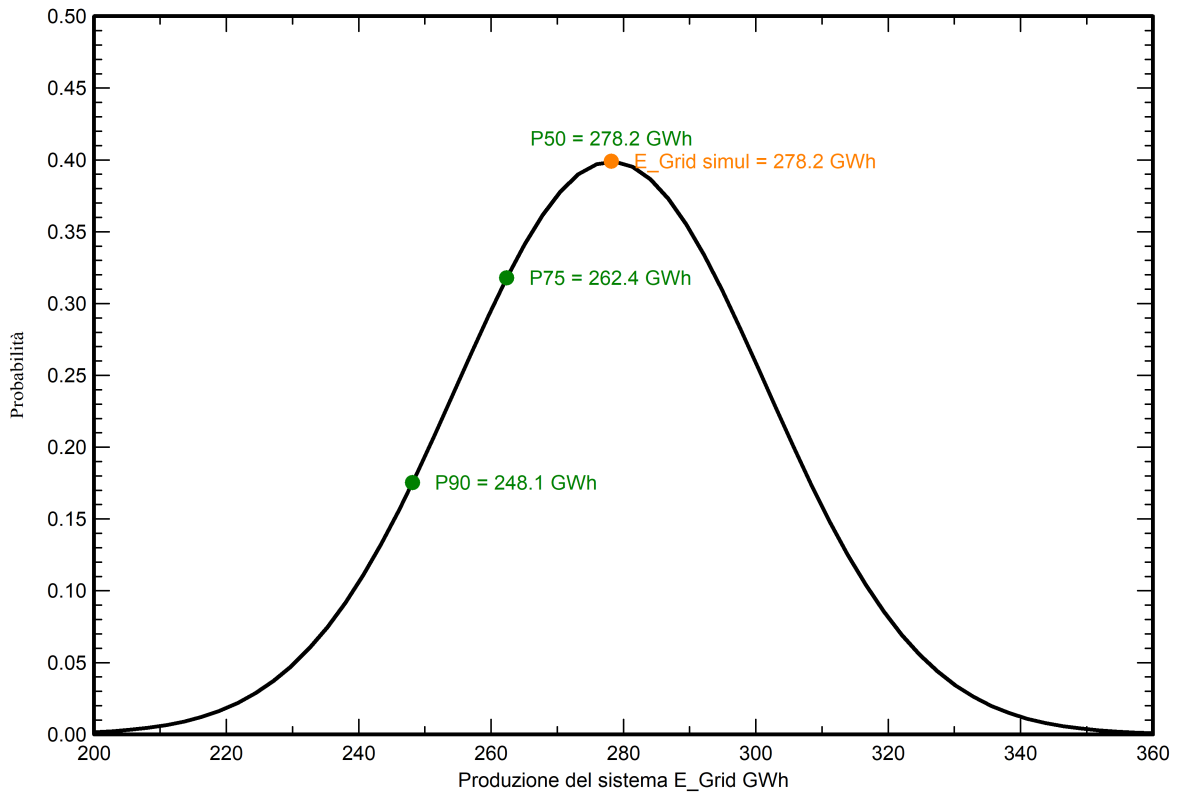
Incertezze dei parametri e simulazione

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 23.4 GWh
P50 278.2 GWh
P75 262.4 GWh
P90 248.1 GWh

Distribuzione di probabilità





PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
30/08/23 11:25
con v7.3.3

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 2741469.8 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 321545.85 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

Emissioni evitate

Totale: 3530180.6 tCO₂

Produzione del sistema: 278186.02 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

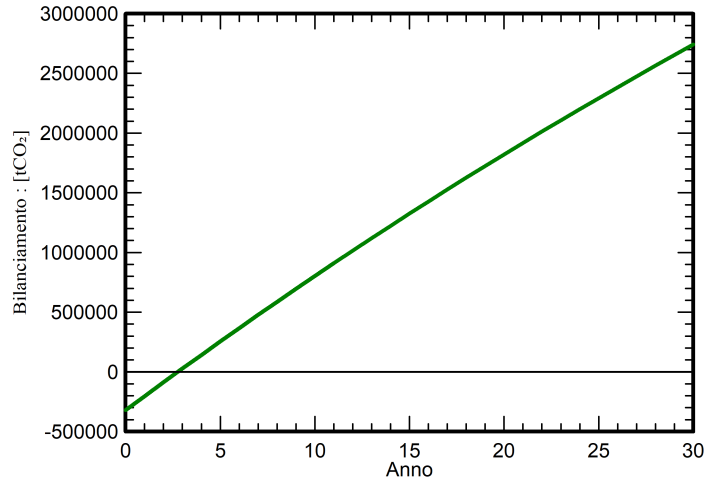
Fonte: Lista IEA

Paese: Italy

Durata di vita: 30 anni

Degradazione annua: 1.0 %

CO₂ Evitata: Emissioni vs. Tempo



Dettagli delle emissioni del sistema nel ciclo di vita

Elemento	LCE (ciclo vitale energia)	Quantità	Subtotale [kgCO ₂]
Moduli	1713 kgCO ₂ /kWc	168461 kWc	288527003
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	11698700 Kg	33006829
Inverter	280 kgCO ₂ /unità	43.0 unità	12019