

Green2Grid S.r.l.

Impianto agro-fotovoltaico "Porto Torres 2" da 58.128,0 kWp e opere connesse

Comuni di Porto Torres e Sassari (SS)

Progetto Definitivo Impianto agro-fotovoltaico e opere elettriche di Utenza

Allegato C.11 - Rapporto di producibilità energetica



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

Rev. 0

Agosto 2022

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 agro-fotovoltaico	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

Elenco Appendici

Num.	Oggetto
01	Rapporto di calcolo PVsyst

Questo documento è di proprietà di Green2Grid 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 Green2Grid S.r.l.

1 Oggetto e scopo

La presente relazione si configura come la relazione di calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa dell'impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), della potenza nominale di 58.128,00 kWp che la società Green2Grid S.r.l. intende realizzare nel comune di Porto Torres (SS). Limitatamente alle opere connesse sarà interessato anche il Comune di Sassari.

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 (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 (IEC TS 61836);
- Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (IEC TS 61836);
- 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 IEC TS 61836 consistono in:
 - Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
 - Irraggiamento sul piano del dispositivo: 1000 W/m^2 e BNPI per moduli bifacciali
 - 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 del Gestore;
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico ad inseguimento solare: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare. Il tipo di inseguimento solare può essere basato su un asse o su due assi di rotazione;
- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell'impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell'impianto fotovoltaico (energia prodotta dall'impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard 1000 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 (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;
- 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

L'area dove è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico ricade nel comune di Porto Torres (SS), in località Nuragheddu, Camusina e Santa Caderina. Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

- latitudine: 40.805164° N
- longitudine: 8.419070° E

Da un punto di vista morfologico, l'impianto è collocato in un territorio prevalentemente pianeggiante, con una quota variabile tra i 30 e i 43 m s.l.m. L'elevazione media del sito risulta essere di 33 m s.l.m. L'area si presenta sostanzialmente libera da ostacoli, ad esclusione della presenza di una linea AT a 380 kV e di una linea MT, che sarà spostata o interrata.

3.2 Radiazione solare media annua

3.2.1 Atlante solare

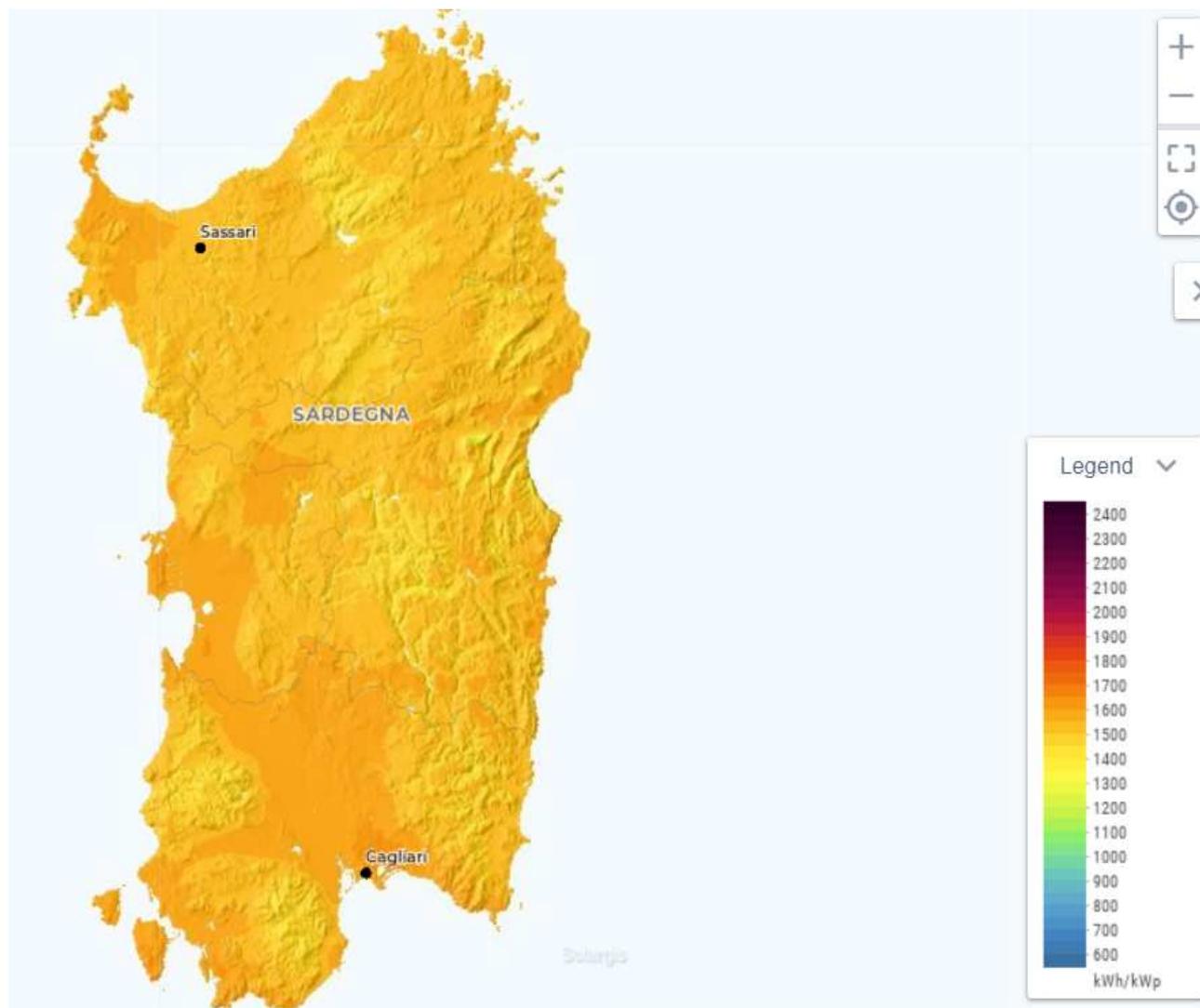


Figura 4-1: Atlante solare Sardegna (Fonte: globalsolaratlas.info)



Average annual sum of GHI, period 1994-2016

900 1100 1300 1500 1700 kWh/m²

Figura 4-2: Atlante solare Italiano (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 Sardegna che dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database.

Il database internazionale MeteoNorm (Rif. Meteonorm 8.0) 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 aggiuntivi 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 di radiazione solare del sito dell'impianto.

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

Tabella 4-1: Dati di irraggiamento (Meteonorm 8.0) utilizzati per il calcolo

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	56.6	25.76	9.68	75.2	71.8	4.30	4.16	0.952
Febbraio	71.0	34.95	9.43	90.6	87.8	5.26	5.07	0.964
Marzo	132.3	52.55	11.70	173.8	170.0	9.95	9.57	0.947
Aprile	154.9	72.29	14.09	196.1	192.0	11.10	10.66	0.936
Maggio	195.5	79.04	17.96	251.6	247.7	13.91	13.34	0.912
Giugno	220.2	72.75	22.28	289.2	285.1	15.54	14.88	0.885
Luglio	226.4	72.74	25.46	298.2	294.3	15.92	15.26	0.880
Agosto	198.0	67.89	25.30	261.0	257.0	14.08	13.51	0.890
Settembre	144.1	55.70	21.37	189.9	186.3	10.46	10.05	0.911
Ottobre	105.1	45.29	18.48	138.6	134.7	7.77	7.50	0.931
Novembre	61.6	28.00	13.97	81.9	78.8	4.64	4.49	0.942
Dicembre	48.7	26.14	10.96	62.7	59.5	3.58	3.46	0.951
Anno	1614.5	633.11	16.77	2108.7	2065.0	116.51	111.96	0.913

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.

4 Dati tecnici e dimensionamento dell'impianto agro-fotovoltaico

4.1 Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

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

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

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

Tabella 4- 2: Caratteristiche tecniche preliminari del modulo fotovoltaico bifacciale

Grandezza	Valore
Potenza nominale	700 Wp
Efficienza nominale	22,53 % @ STC
Tensione di uscita a vuoto	47,1 V
Corrente di corto circuito	18,82 A
Tensione di uscita a Pmax	39,5 V
Corrente nominale a Pmax	17,73 A
Dimensioni	2384 mm x 1303 mm x 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 4-3: 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 nominale in uscita (CA)	secondo taglia
Potenza max in uscita @cos φ =1 @ T=25°(CA)	3067/ 4000 /4400 kVA
Rendimento europeo	98,6%

4.3 Dimensionamento elettrico del sistema

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

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

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

Dove:

G_p è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/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:

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

Ne consegue che il numero massimo di moduli fotovoltaici collegabili in serie (per ottenere una stringa fotovoltaica) è pari a 30; la tensione massima a vuoto della stringa fotovoltaica sarà quindi di circa 1.497 V, pari alla somma della tensione a vuoto di ciascuno dei 30 moduli fotovoltaici collegati in serie. Il raggiungimento di tale valore è da ritenersi comunque improbabile dato che nella realtà difficilmente potrà presentarsi una situazione di funzionamento a vuoto della stringa con condizioni di irraggiamento massime e temperatura ambiente minima (2°C).

Il generatore fotovoltaico sarà quindi costituito da 2.768 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di 58.128,00 kWp.

4.4 Dimensionamento meccanico del sistema

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 11,8 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

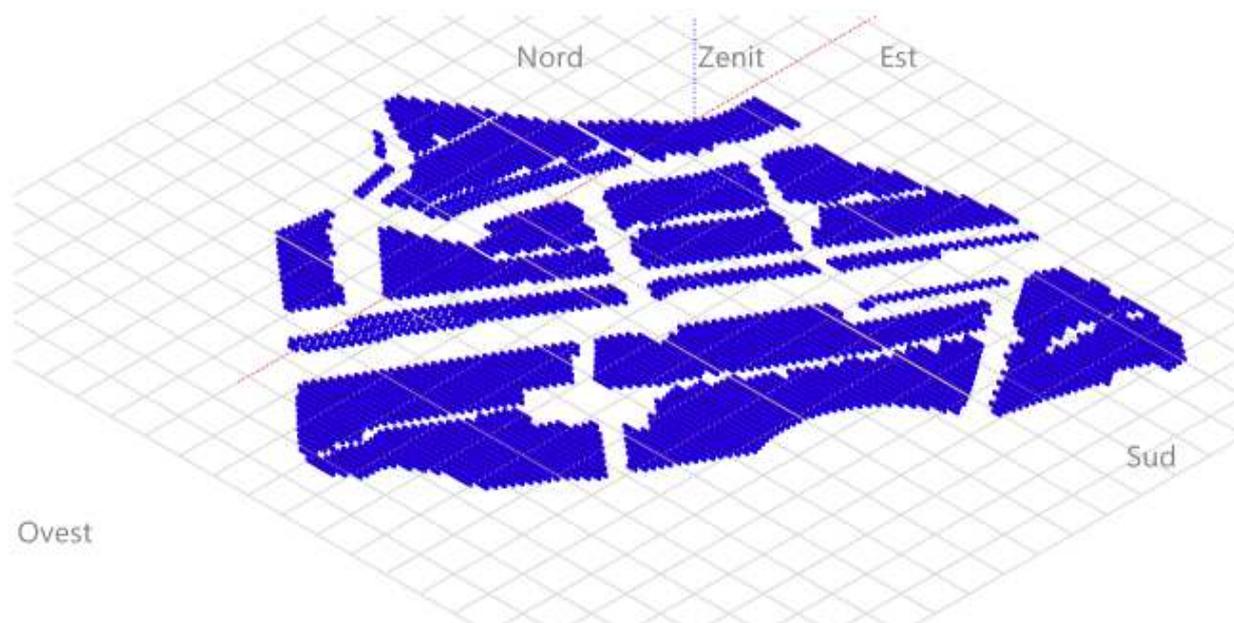


Figura 4-3: Layout inserito nel software PVsyst

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

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

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

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica per effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, 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 ombreggiamento orizzonte (ombre lontane);
- 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'Appendice A del presente documento "Rapporto di Calcolo PVsyst" e si riassumono nella tabella seguente.

Per l'impianto in progetto, considerando la producibilità attesa al P50, il PR risulta essere pari a 91.34 %.

Tabella 4-4: Producibilità attesa dell'impianto fotovoltaico

Descrizione	Energia prodotta (MWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	111.960	1.926
Producibilità attesa a P75	108.410	1.865
Producibilità attesa a P90	105.210	1.809

Appendice 01

Rapporto di calcolo PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 58.13 MWc

Porto Torres - Italy

Autore

Wood plc (United States)



Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

Wood plc (United States)

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Sommario del progetto

Luogo geografico

Porto Torres

Italia

Ubicazione

Latitudine 40.80 °N

Longitudine 8.42 °E

Altitudine 37 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Porto Torres

Meteonorm 8.0 (1991-2013), Sat=92% - Synthetic

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Azim. asse med. 0.0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Ombre vicine

Ombre lineari

Informazione sistema

Campo FV

Numero di moduli

83040 unità

Pnom totale

58.13 MWc

Inverter

Numero di unità

12 unità

Pnom totale

49.73 MWac

Rapporto Pnom

1.169

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 112 GWh/anno Prod. Specif. 1926 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 91.34 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	8
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	9
Risultati principali	10
Diagramma perdite	11
Grafici speciali	12
Valutazione P50-P90	13
Bilancio delle Emissioni di CO ₂	14



Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S
Azim. asse med. 0.0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico
Backtracking attivato

Campo con backtracking

N. di eliostati 1564 unità
Campo (array) identico

Dimensioni

Distanza eliostati 11.8 m
Larghezza collettori 4.79 m
Fattore occupazione (GCR) 40.6 %
Phi min / max +/- 60.0 °

Strategia Backtracking

Limiti phi +/- 65.9 °
Distanza tavole backtracking 1.4 m
Larghezza backtracking 4.79 m

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez
Diffuso Perez, Meteonorm
Circumsolare separare

Orizzonte

Altezza media 1.2 °

Ombre vicine

Ombre lineari

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema a moduli bifacciali

Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 11.80 m
ampiezza eliostati 4.79 m
GCR 40.6 %
Altezza dell'asse dal suolo 2.70 m

Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.30
Fattore di Bifaccialità 80 %
Ombreg. posteriore 5.0 %
Perd. Mismatch post. 10.0 %
Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Caratteristiche campo FV

Campo #1 - SC01

Modulo FV

Costruttore Jollywood
Modello JW-HD132N-700
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 700 Wp
Numero di moduli FV 6630 unità
Nominale (STC) 4641 kWc
Moduli 221 Stringhe x 30 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 4274 kWc
U mpp 1076 V
I mpp 3973 A

Modulo FV

Costruttore Jollywood
Modello JW-HD132N-700
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 700 Wp
Numero di moduli FV 10140 unità
Nominale (STC) 7098 kWc

Inverter

Costruttore SMA
Modello Sunny Central 4000 UP
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 4000 kWac
Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 4000 kWac
Voltaggio di funzionamento 880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.16

Inverter

Costruttore SMA
Modello Sunny Central 3060 UP
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 3067 kWac
Numero di inverter 2 unità
Potenza totale 6134 kWac



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - SC02

Numero di moduli FV	5040 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3528 kWc	Potenza totale	3067 kWac
Moduli	168 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	1003-1325 V
Pmpp	3249 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.15
U mpp	1076 V		
I mpp	3020 A		

Campo #4 - SC04

Numero di moduli FV	5100 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3570 kWc	Potenza totale	3067 kWac
Moduli	170 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	1003-1325 V
Pmpp	3288 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1076 V		
I mpp	3056 A		

Modulo FV

Costruttore	Jolywood
Modello	JW-HD132N-700
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	66270 unità
Nominale (STC)	46.39 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4400 UP
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	4400 kWac
Numero di inverter	9 unità
Potenza totale	39600 kWac

Campo #3 - SC03

Numero di moduli FV	7410 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5187 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	247 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4777 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1076 V		
I mpp	4441 A		

Campo #5 - SC05

Numero di moduli FV	7560 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5292 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	252 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4873 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.20
U mpp	1076 V		
I mpp	4530 A		

Campo #6 - SC06

Numero di moduli FV	7440 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5208 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	248 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4796 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1076 V		
I mpp	4459 A		



Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

Wood plc (United States)

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Caratteristiche campo FV

Campo #7 - SC07

Numero di moduli FV	7140 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4998 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	238 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4603 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
U mpp	1076 V		
I mpp	4279 A		

Campo #8 - SC08

Numero di moduli FV	7500 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5250 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	250 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4835 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1076 V		
I mpp	4495 A		

Campo #9 - SC09

Numero di moduli FV	7350 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5145 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	245 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4738 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1076 V		
I mpp	4405 A		

Campo #10 - SC10

Numero di moduli FV	7410 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5187 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	247 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4777 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1076 V		
I mpp	4441 A		

Campo #11 - SC11

Numero di moduli FV	7380 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5166 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	246 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4757 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1076 V		
I mpp	4423 A		

Campo #12 - SC12

Numero di moduli FV	7080 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4956 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	236 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4564 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
U mpp	1076 V		
I mpp	4243 A		



Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Caratteristiche campo FV

Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	58128 kWp	Potenza totale	49734 kWac
Totale	83040 moduli	Numero di inverter	12 unità
Superficie modulo	257951 m ²	Rapporto Pnom	1.17
Superficie cella	241696 m ²		

Perdite campo

Fatt. di perdita termica		Perdita diodo di serie		LID - Light Induced Degradation	
Temperatura modulo secondo irraggiamento		Perdita di Tensione	0.7 V	Fraz. perdite	1.0 %
Uc (cost)	29.0 W/m ² K	Fraz. perdite	0.1 % a STC		
Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s				
Perdita di qualità moduli		Perdite per mismatch del modulo		Perdita disadattamento Stringhe	
Fraz. perdite	-0.4 %	Fraz. perdite	1.0 % a MPP	Fraz. perdite	0.1 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

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

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.35 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - SC01

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

Campo #3 - SC03

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

Campo #5 - SC05

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

Campo #7 - SC07

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

Campo #9 - SC09

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

Campo #11 - SC11

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

Campo #2 - SC02

Res. globale campo 5.8 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - SC04

Res. globale campo 5.8 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #6 - SC06

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

Campo #8 - SC08

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

Campo #10 - SC10

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

Campo #12 - SC12

Res. globale campo 4.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

Perdite ausiliarie

Ventilatori costanti 24.0 kW
2.0 kW dalla soglia di potenza



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 600 Vac tri
Fraz. perdite 0.05 % a STC

Inverter: Sunny Central 4000 UP, Sunny Central 4400 UP

Sezione cavi (10 Inv.) All 10 x 3 x 4000 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Inverter: Sunny Central 3060 UP

Sezione cavi (2 Inv.) All 2 x 3 x 2500 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Media ciascun inverter
Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 18000 m
Fraz. perdite 2.19 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 36 kV

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 4549 kVA
Perdita ferro (scollegato di notte) 4.55 kW
Fraz. perdite 0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.79 mΩ
Fraz. perdite 1.00 % a STC



Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Definizione orizzonte

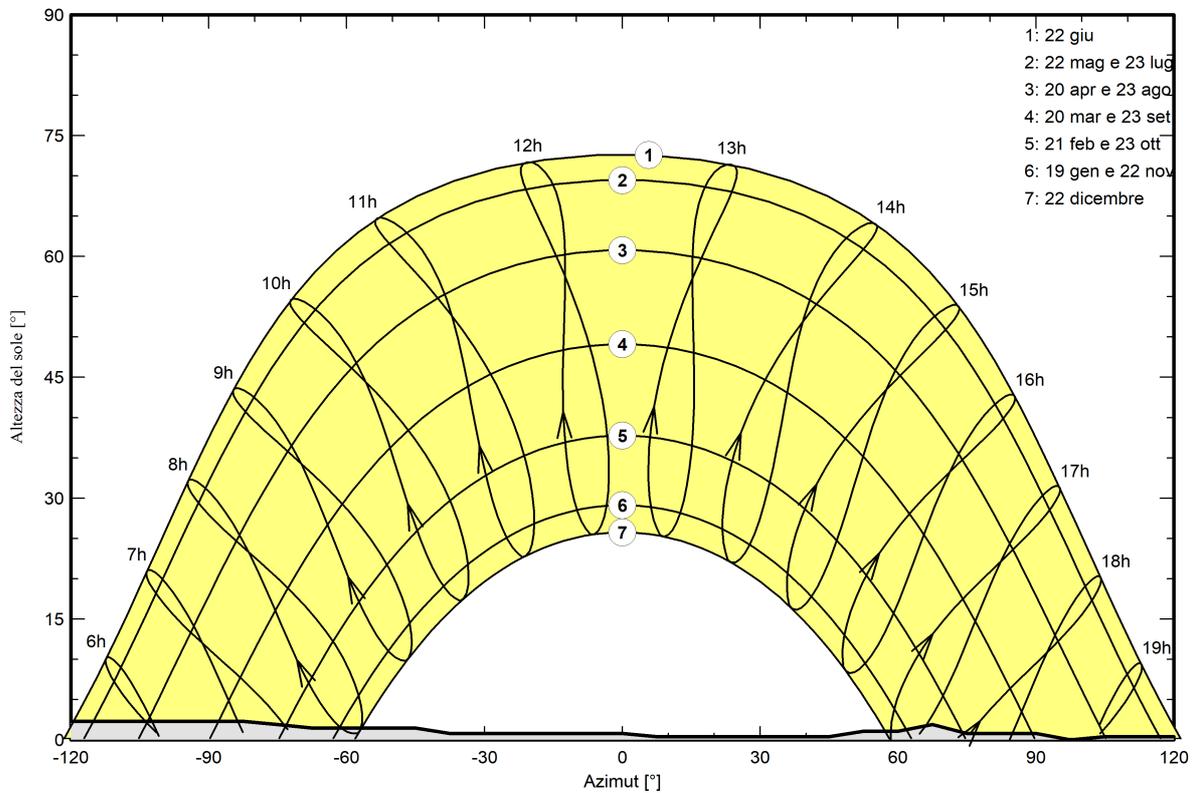
CSV horizon file, Latitude 40.810, Longitude 8.420

Altezza media	1.2 °	Fattore su albedo	0.97
Fattore su diffuso	1.00	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-83	-75	-68	-45	-38	0	8	45	53
Altezza [°]	1.1	1.5	1.9	1.9	2.3	2.3	1.9	1.5	1.5	0.8	0.8	0.4	0.4	1.1
Azimut [°]	60	68	75	90	98	105	135	143	150	158	165	173	180	
Altezza [°]	1.1	1.9	0.8	0.8	0.0	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	0.8	1.1	1.1	

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)





Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

Wood plc (United States)

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

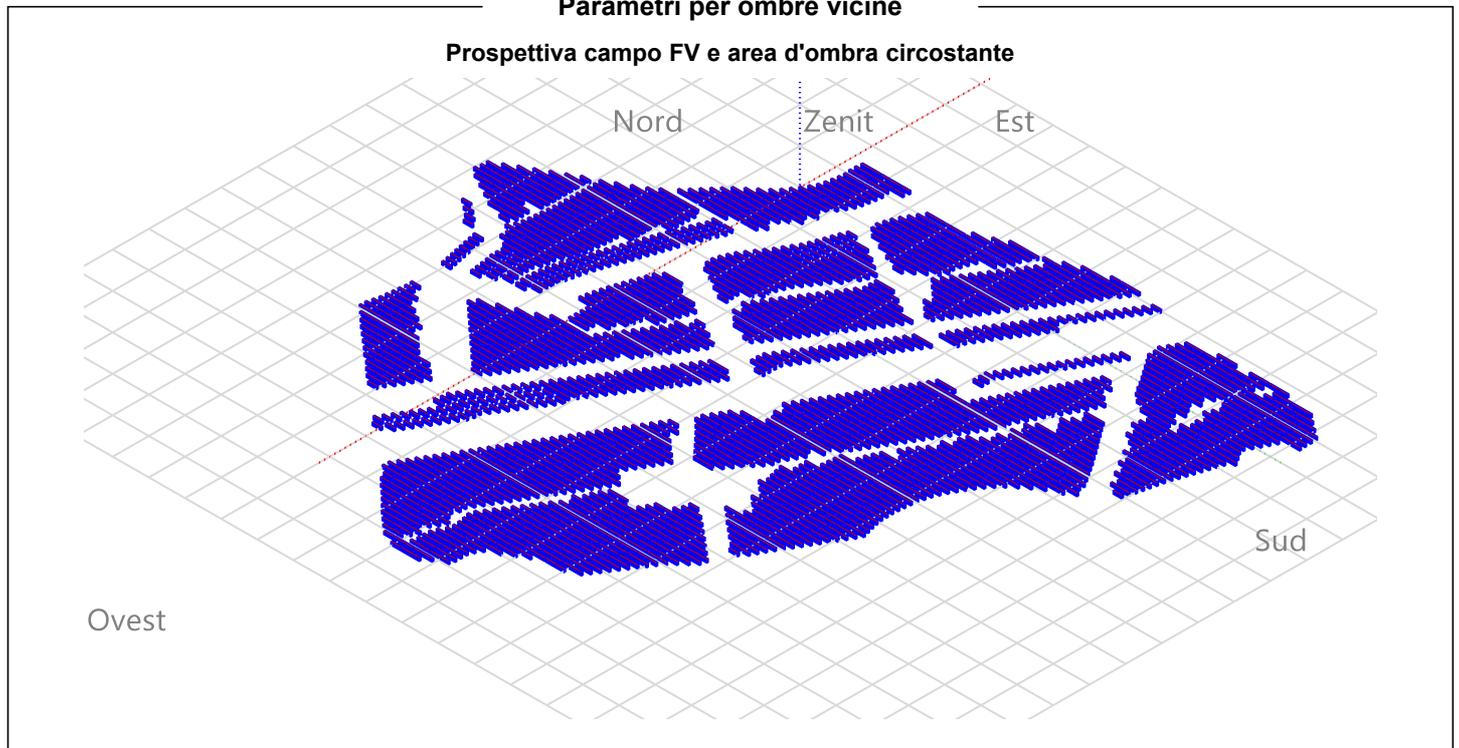
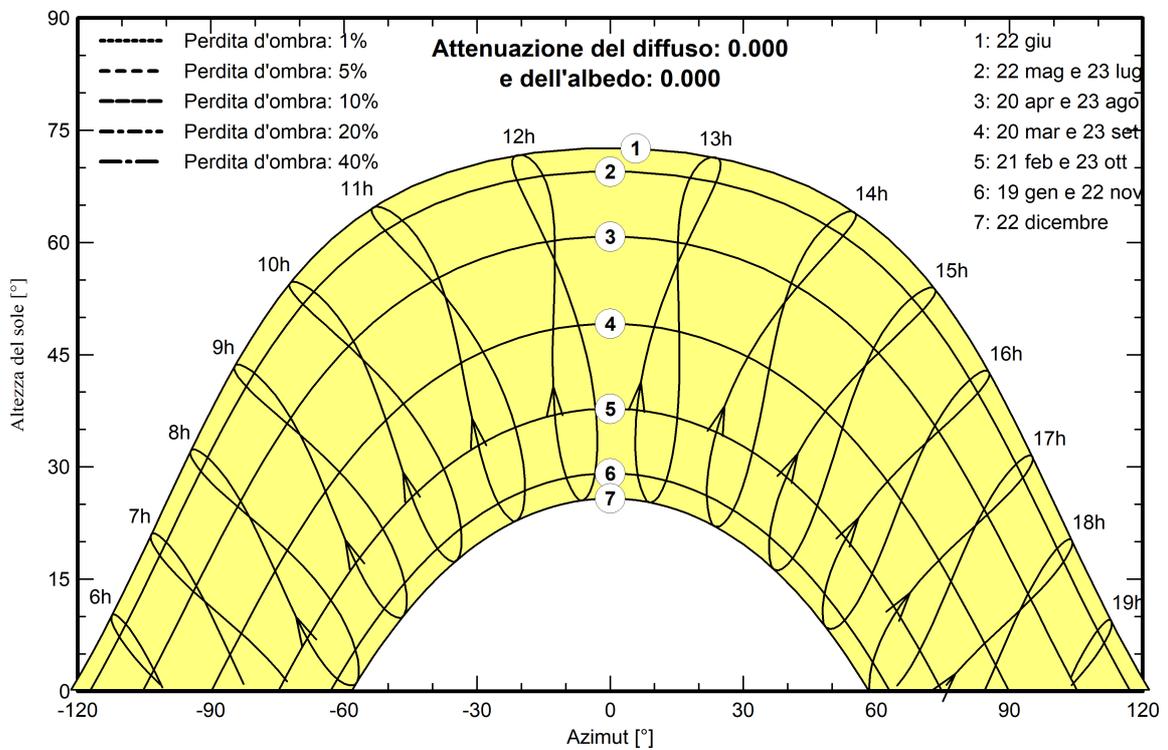


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Progetto: Porto Torres 2

Variante: Producibilità energetica Porto Torres 2

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

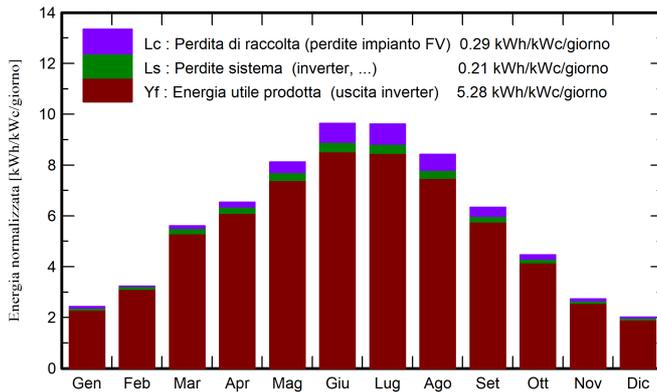
Wood plc (United States)

Risultati principali

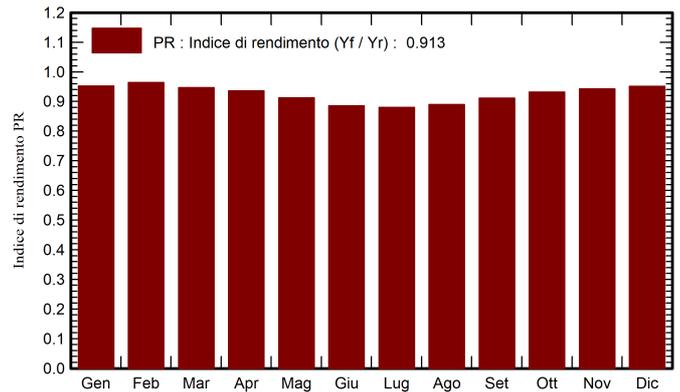
Produzione sistema

Energia prodotta 112 GWh/anno Prod. Specif. 1926 kWh/kWc/anno
Indice di rendimento PR 91.34 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

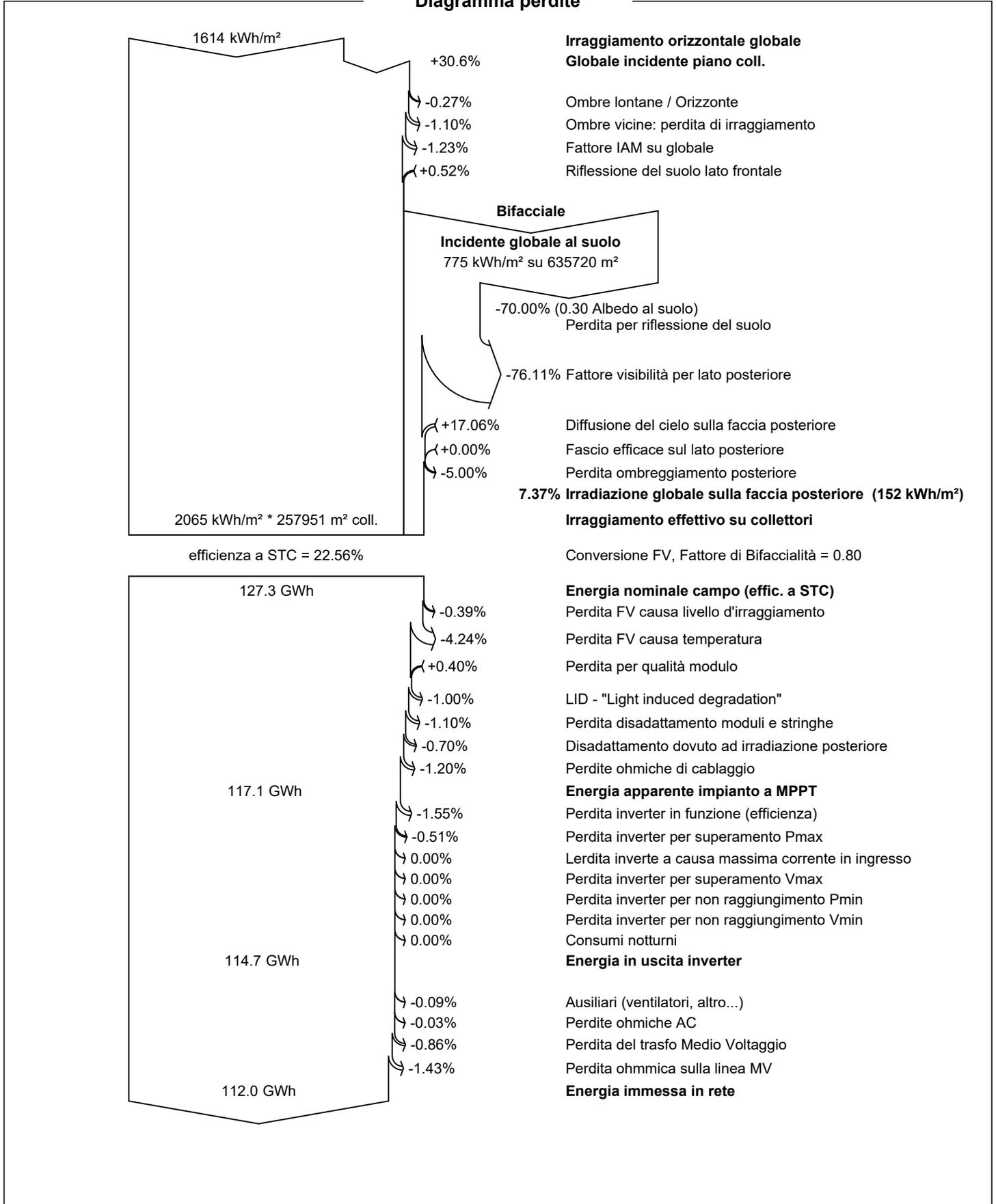
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	56.6	25.76	9.68	75.2	71.8	4.30	4.16	0.952
Febbraio	71.0	34.95	9.43	90.6	87.8	5.26	5.07	0.964
Marzo	132.3	52.55	11.70	173.8	170.0	9.95	9.57	0.947
Aprile	154.9	72.29	14.09	196.1	192.0	11.10	10.66	0.936
Maggio	195.5	79.04	17.96	251.6	247.7	13.91	13.34	0.912
Giugno	220.2	72.75	22.28	289.2	285.1	15.54	14.88	0.885
Luglio	226.4	72.74	25.46	298.2	294.3	15.92	15.26	0.880
Agosto	198.0	67.89	25.30	261.0	257.0	14.08	13.51	0.890
Settembre	144.1	55.70	21.37	189.9	186.3	10.46	10.05	0.911
Ottobre	105.1	45.29	18.48	138.6	134.7	7.77	7.50	0.931
Novembre	61.6	28.00	13.97	81.9	78.8	4.64	4.49	0.942
Dicembre	48.7	26.14	10.96	62.7	59.5	3.58	3.46	0.951
Anno	1614.5	633.11	16.77	2108.7	2065.0	116.51	111.96	0.913

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		



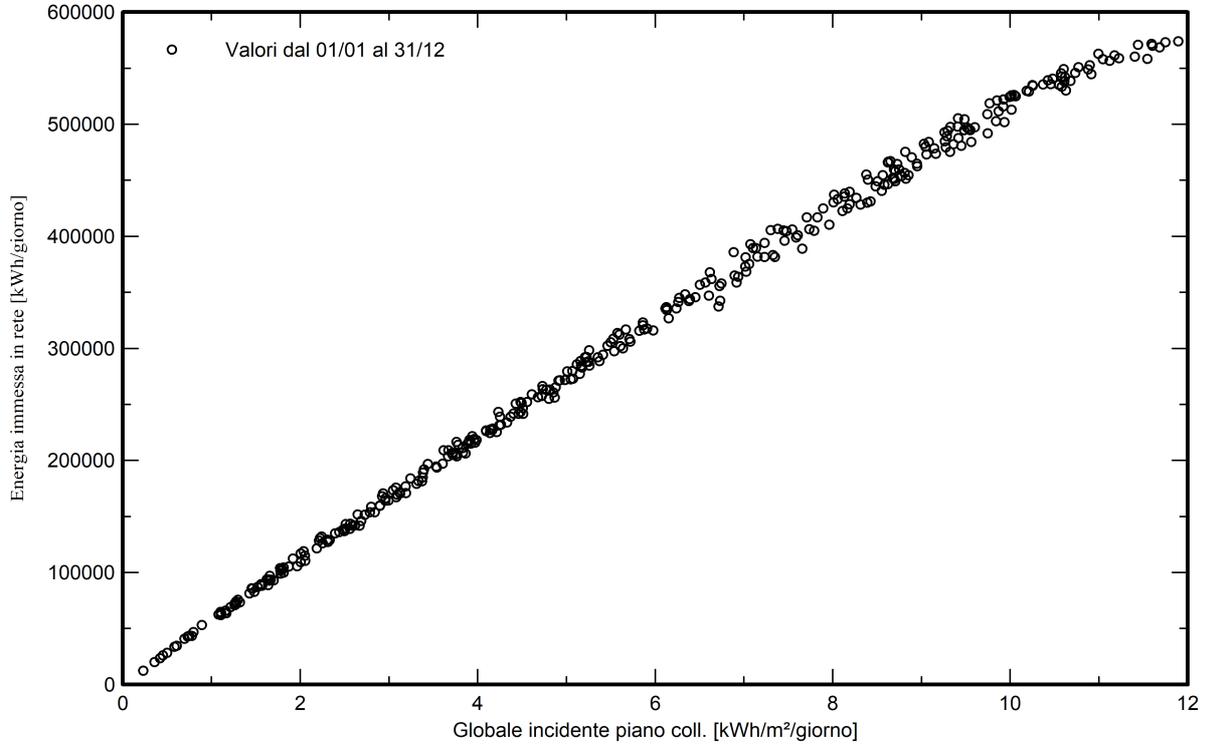
Diagramma perdite



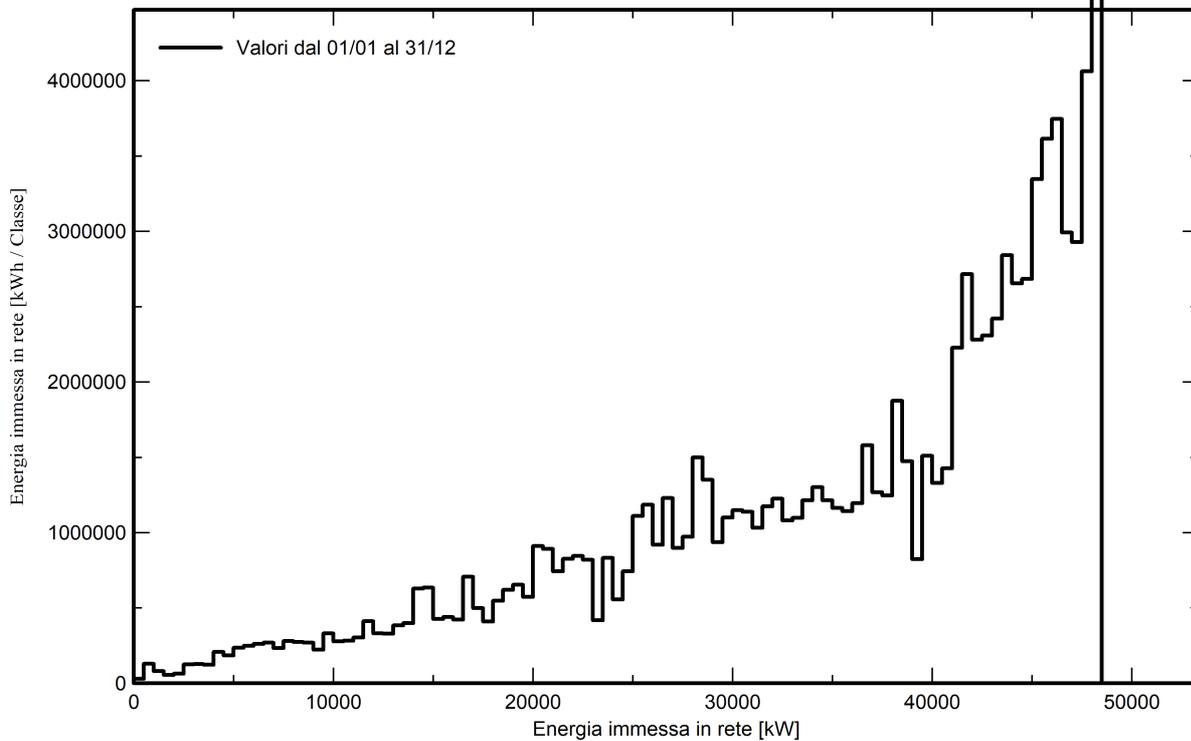


Grafici speciali

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2013), Sat=92%
Tipo TMY, multi anno
Differenza da anno in anno (Varianza) 4.3 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.7 %

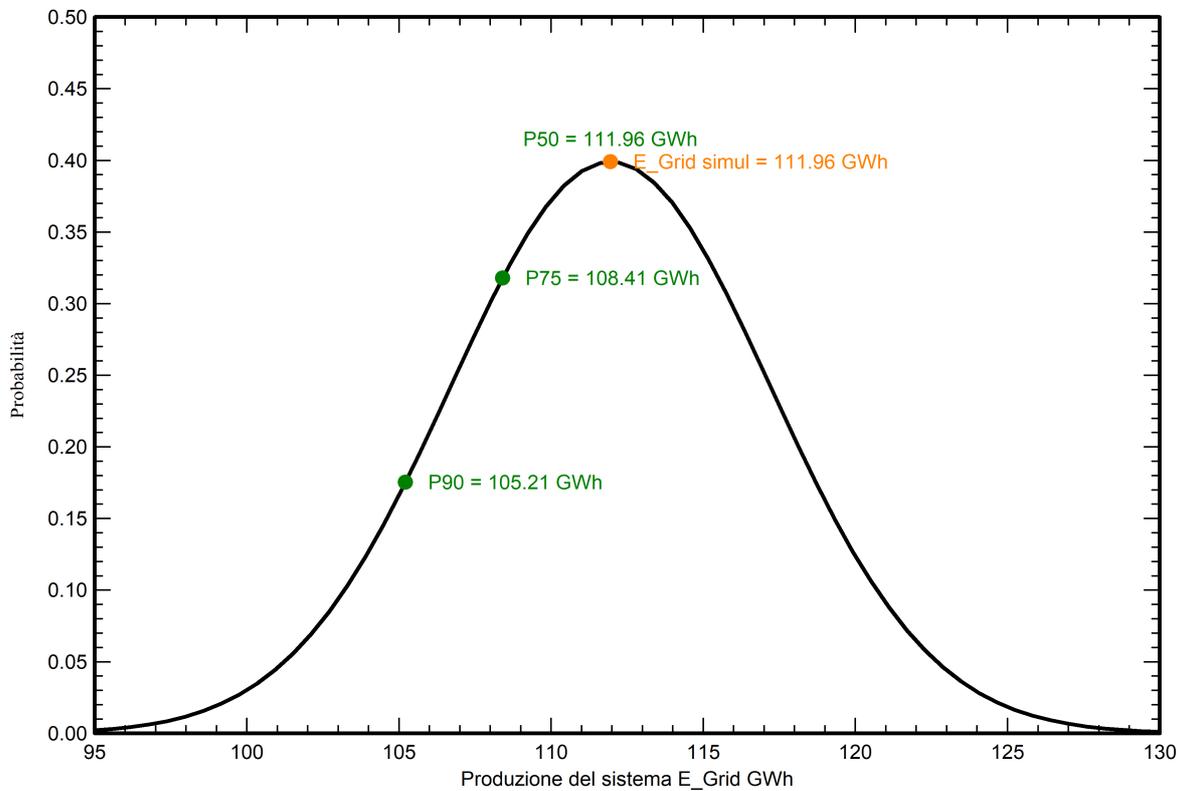
Incertezze dei parametri e simulazione

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

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 5.26 GWh
P50 111.96 GWh
P75 108.41 GWh
P90 105.21 GWh

Distribuzione di probabilità





PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
15/07/22 17:17
con v7.2.16

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 1121438.2 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 111274.84 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso:

Emissioni evitate

Totale: 1420724.0 tCO₂

Produzione del sistema: 111956.18 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

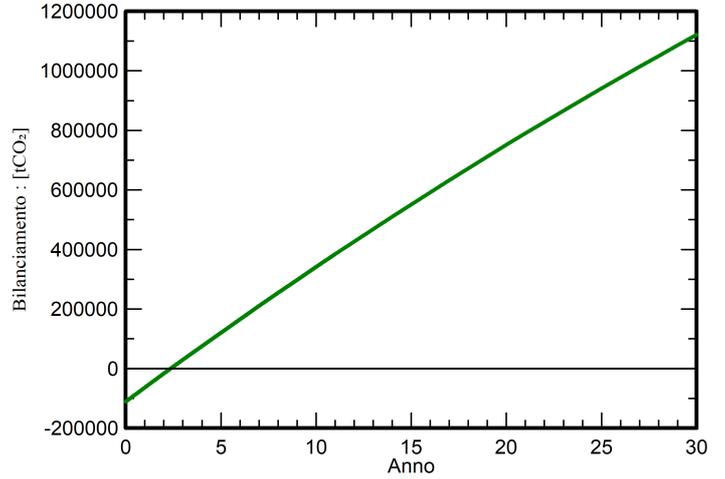
Fonte: Lista IEA

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	58128 kWc	99556988
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	4152000 Kg	11714494
Inverter	280 kgCO ₂ /unità	12.0 unità	3354