

Concetto Green S.r.l.

Impianto agrivoltaico "Lugo" da 69.423,2 kWp ed opere connesse

Comuni di Lugo, Alfonsine, Fusignano, Bagnacavallo e Ravenna (RA)

Progetto Definitivo Impianto agrivoltaico

All. C.11 - Rapporto di producibilità energetica



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

Rev. 0

Giugno 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 Concetto Green 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 Concetto Green 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 69.423,2 kWp che la società CONCETTO GREEN S.r.l. intende realizzare nei Comuni di Lugo e Alfonsine (RA). Limitatamente alle opere per la connessione alla RTN, saranno interessati anche i comuni di Fusignano, Bagnacavallo e Ravenna (RA).

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 ($1000\ \text{W/m}^2$) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice
- Energia elettrica immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico ad inseguimento solare: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare. Il tipo di inseguimento solare può essere basato su un asse o su due assi di rotazione
- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell'impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell'impianto fotovoltaico (energia prodotta dall'impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard $1000\ \text{W/m}^2$)
- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza
- Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3). È espresso in 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 "CONCETTO GREEN 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 Lugo, Alfonsine, Fusignano, Bagnacavallo e Ravenna (RA). Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

- Latitudine: 44.51° N
- Longitudine: 11.95° E

Le aree dove si sviluppa l'impianto hanno un'altitudine variabile tra 0,5 e 3 m s.l.m.. Il terreno è prevalentemente pianeggiante ed è delimitato da canali del consorzio di bonifica e fossi di scolo. Alcune aree dell'impianto sono attraversate da infrastrutture quali elettrodotti e metanodotti.

3.2 Radiazione solare media annua

3.2.1 Atlante solare

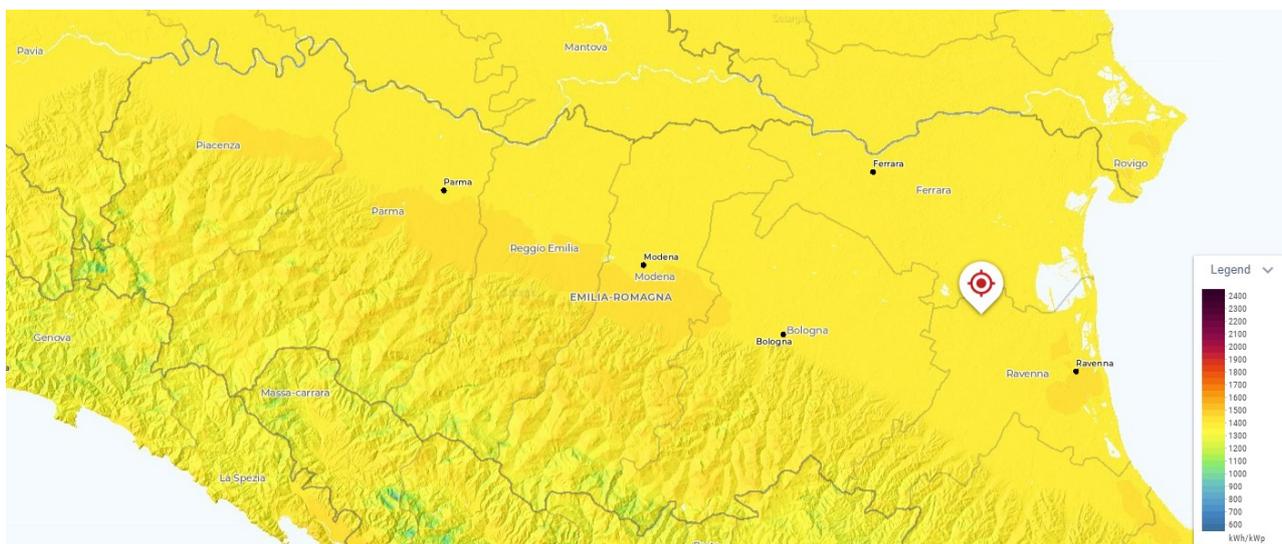


Figura 3.1 - Atlante solare Emilia-Romagna (Fonte: globalsolaratlas.info)



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 Lugo e Alfonsine.

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	41.6	20.47	2.93	54.2	51.2	3775456
Febbraio	56.4	31.20	5.18	70.8	67.9	4989751
Marzo	108.5	49.63	10.16	139.9	136.0	9643108
Aprile	136.0	74.32	14.58	168.1	163.7	11486770
Maggio	180.8	83.36	19.68	228.2	223.2	15170676
Giugno	197.2	84.27	24.20	249.9	245.1	16299115
Luglio	199.4	77.14	26.43	257.7	252.9	16606446
Agosto	173.4	73.25	25.88	225.7	221.2	14652132
Settembre	120.9	55.52	20.47	157.1	153.0	10430593
Ottobre	78.9	44.54	16.03	97.7	94.1	6657210
Novembre	41.7	28.36	10.17	49.1	46.6	3424324
Dicembre	31.2	20.86	4.39	37.5	35.1	2611115
Anno	1366.1	642.92	15.06	1735.9	1689.9	115746696

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 (>22%) e a elevata potenza nominale (700 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo.

Per la tipologia di impianto e per ridurre gli ombreggiamenti a terra è previsto l'utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali. La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva cercando di favorire la filiera di produzione locale.

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

Tabella 4.1 - Caratteristiche tecniche preliminari del modulo fotovoltaico bifacciale

Grandezza	Valore
Potenza nominale	700 Wp
Efficienza nominale	22,53 % @ STC
Tensione di uscita a vuoto	47,1 V
Corrente di corto circuito	18,82 A
Tensione di uscita a Pmax	39,5 V
Corrente nominale a Pmax	17,73 A
Dimensioni	2384 mm x 1303 mm x 35 mm

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

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

Tabella 4.2 - Caratteristiche preliminari sistemi inverter/trasformatore

Grandezza	Valore
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Pnom	30 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°C(CA)	2660 / 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.) 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 di moduli fotovoltaici collegabili in serie (per ottenere una stringa fotovoltaica) è pari a 28; la tensione massima a vuoto della stringa fotovoltaica sarà quindi di circa 1422 V, pari alla somma della tensione a vuoto di ciascuno dei 28 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 (-5°C).

Il generatore fotovoltaico sarà quindi costituito da 3542 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di 69.423,2kWp.

4.4 Dimensionamento meccanico del sistema

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

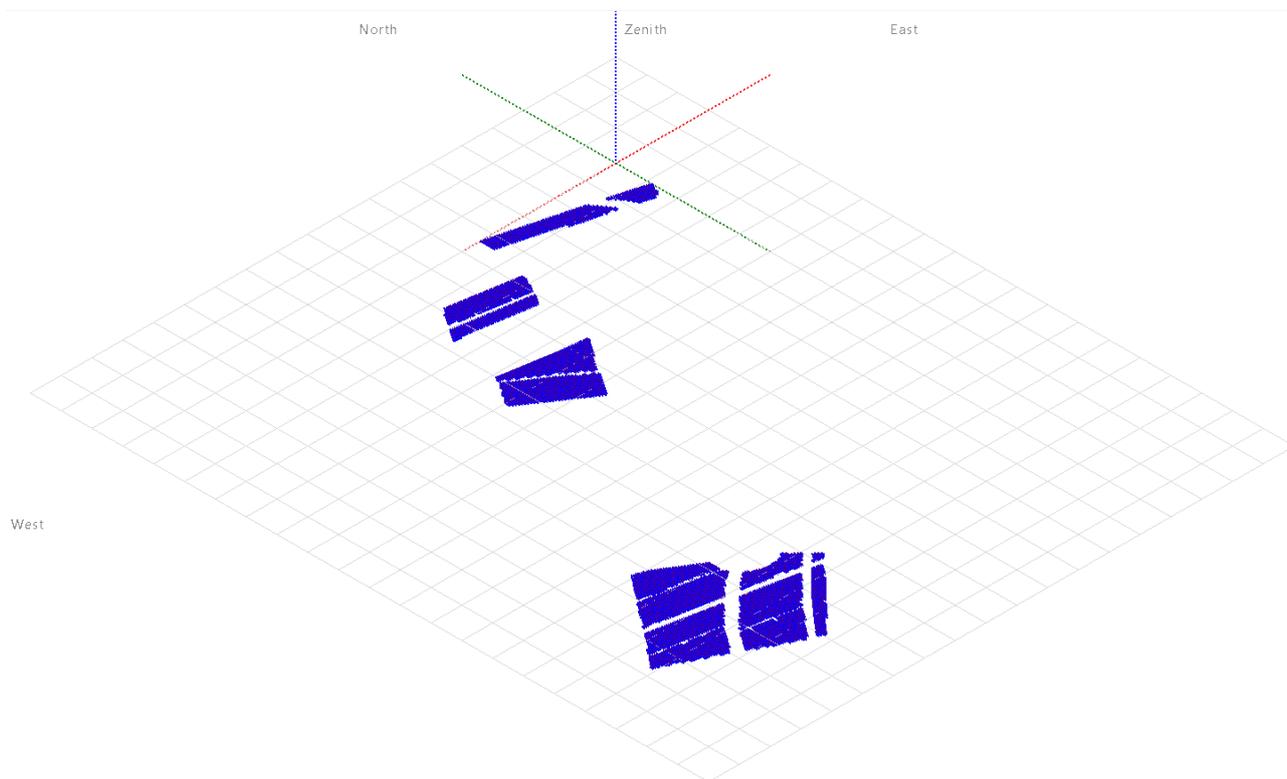


Figura 4.1 - Layout inserito nel software PVsyst

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

1. I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
2. La struttura porta-moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale a seconda della struttura: 56 e 28 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 92,07%.

Tabella 5.1 - Producibilità attesa dell'impianto fotovoltaico

Descrizione	Energia prodotta (GWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	110,96	1.598
Producibilità attesa a P75	104,63	1.507
Producibilità attesa a P90	98,92	1.425

Appendice 01

Rapporto di calcolo PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Lugo

Variante: Lugo

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 69.42 MWc

Lugo - Italy

Author

Wood plc (United States)



Sommario del progetto

Luogo geografico

Lugo
Italia

Ubicazione

Latitudine 44.51 °N
Longitudine 11.95 °E
Altitudine 8 m
Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

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

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S
Asse dell'azimut 0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico
Backtracking attivato

Ombre vicine

Ombre lineari
Ombreggiamento differenziale automatico

Informazione sistema

Campo FV

Nr. di moduli 99176 unità
Pnom totale 69.42 MWc

Inverter

Numero di unità 18 unità
Pnom totale 66.20 MWac
Rapporto Pnom 1.049

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 110959834 kWh/anno Prod. Specif. 1598 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 92.07 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	13
Risultati principali	14
Diagramma perdite	15
Grafici predefiniti	16
Valutazione P50-P90	17
Bilancio delle Emissioni di CO ₂	18



Parametri principali

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

Campo con backtracking

N. di eliostati 1895 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 12.0 m

Larghezza collettori 4.79 m

Fattore occupazione (GCR) 39.9 %

Phi min / max -/+ 60.0 °

Strategia Backtracking

Phi limits for BT -/+ 66.4 °

Distanza tavole backtracking 11.1 m

Larghezza backtracking 4.79 m

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Perez, Meteonorm

Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Ombre lineari

Ombreggiamento diffuso automatico

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema bifacciale

Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 12.00 m

ampiezza eliostati 4.79 m

GCR 39.9 %

Altezza dell'asse dal suolo 2.50 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 3920 unità

Nominale (STC) 2744 kWc

Moduli 140 Stringhe x 28 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 2528 kWc

U mpp 1003 V

I mpp 2521 A

Modulo FV

Costruttore Jollywood

Modello JW-HD132N-700

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 700 Wp

Numero di moduli FV 11788 unità

Nominale (STC) 8252 kWc

Inverter

Costruttore SMA

Modello Sunny Central 2660 UP

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 2667 kWac

Numero di inverter 1 unità

Potenza totale 2667 kWac

Voltaggio di funzionamento 880-1325 V

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.03

Inverter

Costruttore SMA

Modello Sunny Central 4000 UP

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 4000 kWac

Numero di inverter 2 unità

Potenza totale 8000 kWac



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
24/05/23 10:31
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - SC02

Numero di moduli FV	5908 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4136 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	211 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3810 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1003 V		
I mpp	3799 A		

Campo #3 - SC03

Numero di moduli FV	5880 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4116 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	210 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3791 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1003 V		
I mpp	3781 A		

Modulo FV

Costruttore	Jolywood
Modello	JW-HD132N-700
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	44240 unità
Nominale (STC)	30.97 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4200 UP
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	4200 kWac
Numero di inverter	7 unità
Potenza totale	29400 kWac

Campo #4 - SC04

Numero di moduli FV	6160 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4312 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	220 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	3972 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1003 V		
I mpp	3961 A		

Campo #5 - SC05

Numero di moduli FV	6356 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4449 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	227 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4098 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1003 V		
I mpp	4087 A		

Campo #6 - SC06

Numero di moduli FV	6300 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4410 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	225 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4062 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1003 V		
I mpp	4051 A		



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
24/05/23 10:31
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #7 - SC07

Numero di moduli FV	6440 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4508 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	230 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4153 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.07
U mpp	1003 V		
I mpp	4141 A		

Campo #11 - SC11

Numero di moduli FV	6300 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4410 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	225 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4062 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1003 V		
I mpp	4051 A		

Campo #15 - SC15

Numero di moduli FV	6412 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4488 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	229 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4135 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.07
U mpp	1003 V		
I mpp	4123 A		

Campo #16 - SC16

Numero di moduli FV	6272 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4390 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	224 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4044 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1003 V		
I mpp	4033 A		

Modulo FV

Costruttore	Jollywood
Modello	JW-HD132N-700
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	17556 unità
Nominale (STC)	12.29 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 2930 UP
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	2933 kWac
Numero di inverter	4 unità
Potenza totale	11732 kWac

Campo #8 - SC08

Numero di moduli FV	4340 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3038 kWc	Potenza totale	2933 kWac
Moduli	155 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	2798 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1003 V		
I mpp	2791 A		



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
24/05/23 10:31
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Caratteristiche campo FV

Campo #12 - SC12

Numero di moduli FV	4340 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3038 kWc	Potenza totale	2933 kWac
Moduli	155 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	2798 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1003 V		
I mpp	2791 A		

Campo #13 - SC13

Numero di moduli FV	4424 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3097 kWc	Potenza totale	2933 kWac
Moduli	158 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	2853 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1003 V		
I mpp	2845 A		

Campo #18 - SC18

Numero di moduli FV	4452 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3116 kWc	Potenza totale	2933 kWac
Moduli	159 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	2871 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1003 V		
I mpp	2863 A		

Modulo FV

Costruttore	Jollywood
Modello	JW-HD132N-700
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp
Numero di moduli FV	13272 unità
Nominale (STC)	9290 kWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4400 UP
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	4400 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	8800 kWac

Campo #9 - SC09

Numero di moduli FV	6636 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4645 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	237 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4279 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1003 V		
I mpp	4267 A		

Campo #10 - SC10

Numero di moduli FV	6636 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4645 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	237 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4279 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1003 V		
I mpp	4267 A		



Perdite DC nel cablaggio

Campo #1 - SC01		Campo #2 - SC02	
Res. globale campo	6.5 mΩ	Res. globale campo	4.3 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #3 - SC03		Campo #4 - SC04	
Res. globale campo	4.3 mΩ	Res. globale campo	4.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #5 - SC05		Campo #6 - SC06	
Res. globale campo	4.0 mΩ	Res. globale campo	4.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #7 - SC07		Campo #8 - SC08	
Res. globale campo	4.0 mΩ	Res. globale campo	5.9 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #9 - SC09		Campo #10 - SC10	
Res. globale campo	3.8 mΩ	Res. globale campo	3.8 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #11 - SC11		Campo #12 - SC12	
Res. globale campo	4.1 mΩ	Res. globale campo	5.9 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #13 - SC13		Campo #14 - SC14	
Res. globale campo	5.8 mΩ	Res. globale campo	6.2 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #15 - SC15		Campo #16 - SC16	
Res. globale campo	4.0 mΩ	Res. globale campo	4.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #17 - SC17		Campo #18 - SC18	
Res. globale campo	6.0 mΩ	Res. globale campo	5.7 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter	600 Vac tri
Fraz. perdite	0.03 % a STC
Inverter: Sunny Central 2660 UP, Sunny Central 4000 UP, Sunny Central 4200 UP, Sunny Central 2930 UP, Sunny Central 4400 UP, Sunny Central	
Sezione cavi (18 Inv.)	Rame 18 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	2.55 % a STC

Campo #1 - SC01		Campo #2 - SC02	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	21764 m	Lunghezza	21296 m
Campo #3 - SC03		Campo #4 - SC04	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	20678 m	Lunghezza	20456 m
Campo #5 - SC05		Campo #6 - SC06	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	20374 m	Lunghezza	20271 m
Campo #7 - SC07		Campo #8 - SC08	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	20085 m	Lunghezza	17665 m
Campo #9 - SC09		Campo #10 - SC10	
Conduttori	All 3 x 95 mm ²	Conduttori	All 3 x 95 mm ²
Lunghezza	17510 m	Lunghezza	17366 m



PVsyst V7.3.3

VC2, Simulato su
24/05/23 10:31
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Perdite cablaggio AC

Linea MV fino al trasfo HV

Vtaggio MV 30 kV
Frazione perdita media 2.55 % a STC

Campo #11 - SC11

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16686 m

Campo #13 - SC13

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16764 m

Campo #15 - SC15

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16640 m

Campo #17 - SC17

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16274 m

Campo #12 - SC12

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16609 m

Campo #14 - SC14

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16429 m

Campo #16 - SC16

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16424 m

Campo #18 - SC18

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 16105 m

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 30 kV
Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #1 - SC01

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 2.69 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.69 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 26.92 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.34 mΩ

Campo #2 - SC02

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 4.06 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.06 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 40.57 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.89 mΩ

Campo #3 - SC03

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 4.04 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.04 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 40.38 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.89 mΩ

Campo #4 - SC04

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 4.23 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.23 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 42.35 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.94 mΩ

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

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #5 - SC05**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.37 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.37 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	43.68 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.91 mΩ

Campo #6 - SC06**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.33 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.33 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	43.30 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.92 mΩ

Campo #7 - SC07**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.43 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.43 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	44.26 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.90 mΩ

Campo #8 - SC08**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	2.99 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	2.99 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	29.86 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 1.46 mΩ

Campo #9 - SC09**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.56 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.56 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	45.64 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.95 mΩ

Campo #10 - SC10**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC	4.56 MVA
Iron Loss (scollegato di notte)	4.56 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.10 % a STC
Perdite a carico	45.64 kVA
Frazione di perdite a carico	1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.95 mΩ

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

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #11 - SC11**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.33 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.30 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.92 mΩ

Campo #12 - SC12**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.99 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.99 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 29.86 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.46 mΩ

Campo #13 - SC13**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.04 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 3.04 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 30.43 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ

Campo #14 - SC14**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.85 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.85 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 28.49 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.39 mΩ

Campo #15 - SC15**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.41 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.41 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 44.06 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #16 - SC16**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.31 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 4.31 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.11 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.92 mΩ

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

Media tensione 30 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #17 - SC17**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.93 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.93 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 29.25 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.36 mΩ

Campo #18 - SC18**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.06 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 3.06 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 30.62 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.42 mΩ

trasfo HV

Tensione rete 132 kV

Trasformatore da schede tecniche

Potenza nominale 70000 kVA

Iron Loss (scollegato di notte) 38.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.05 % Del PNom

Perdite a carico 250.00 kVA

Frazione di perdite a carico 0.36 % a PNom

Resistenza equivalente induttori 3 x 45.92 mΩ



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

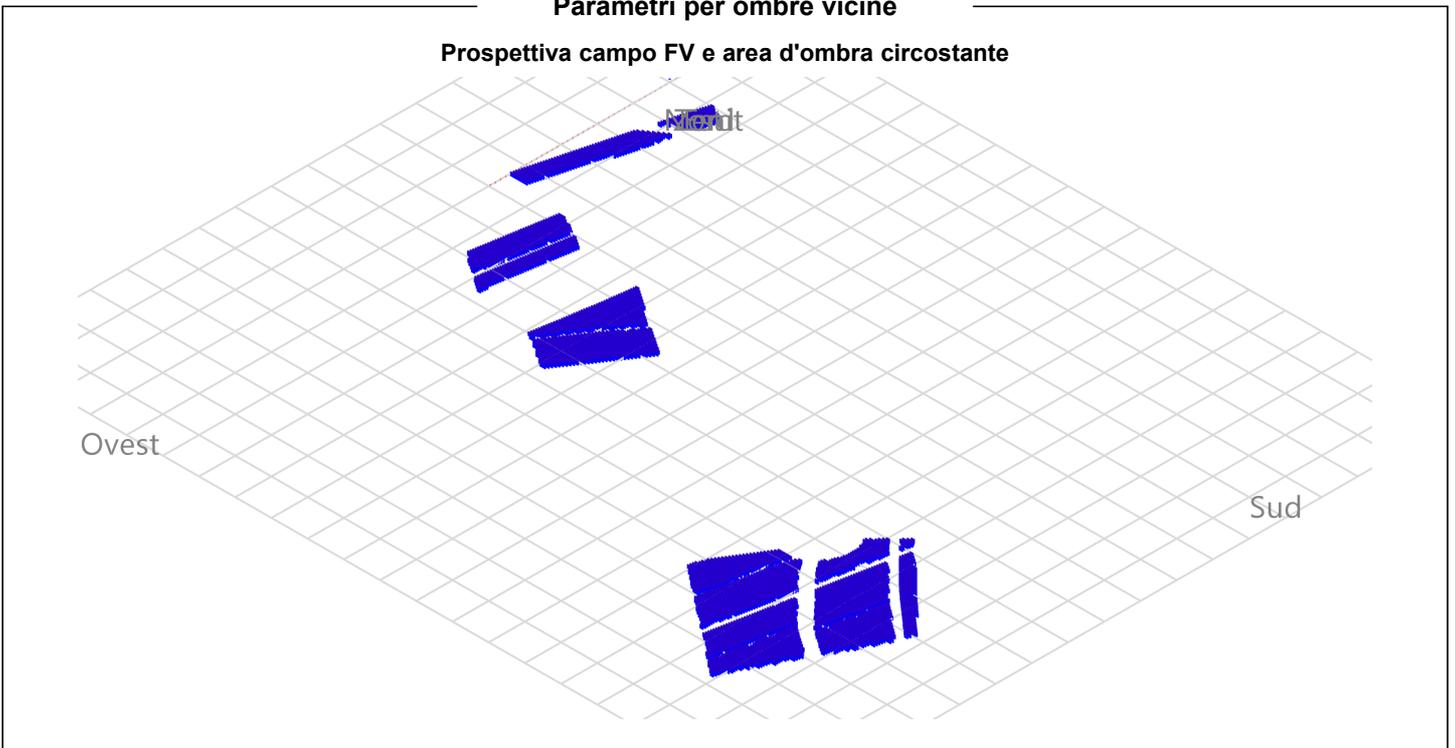
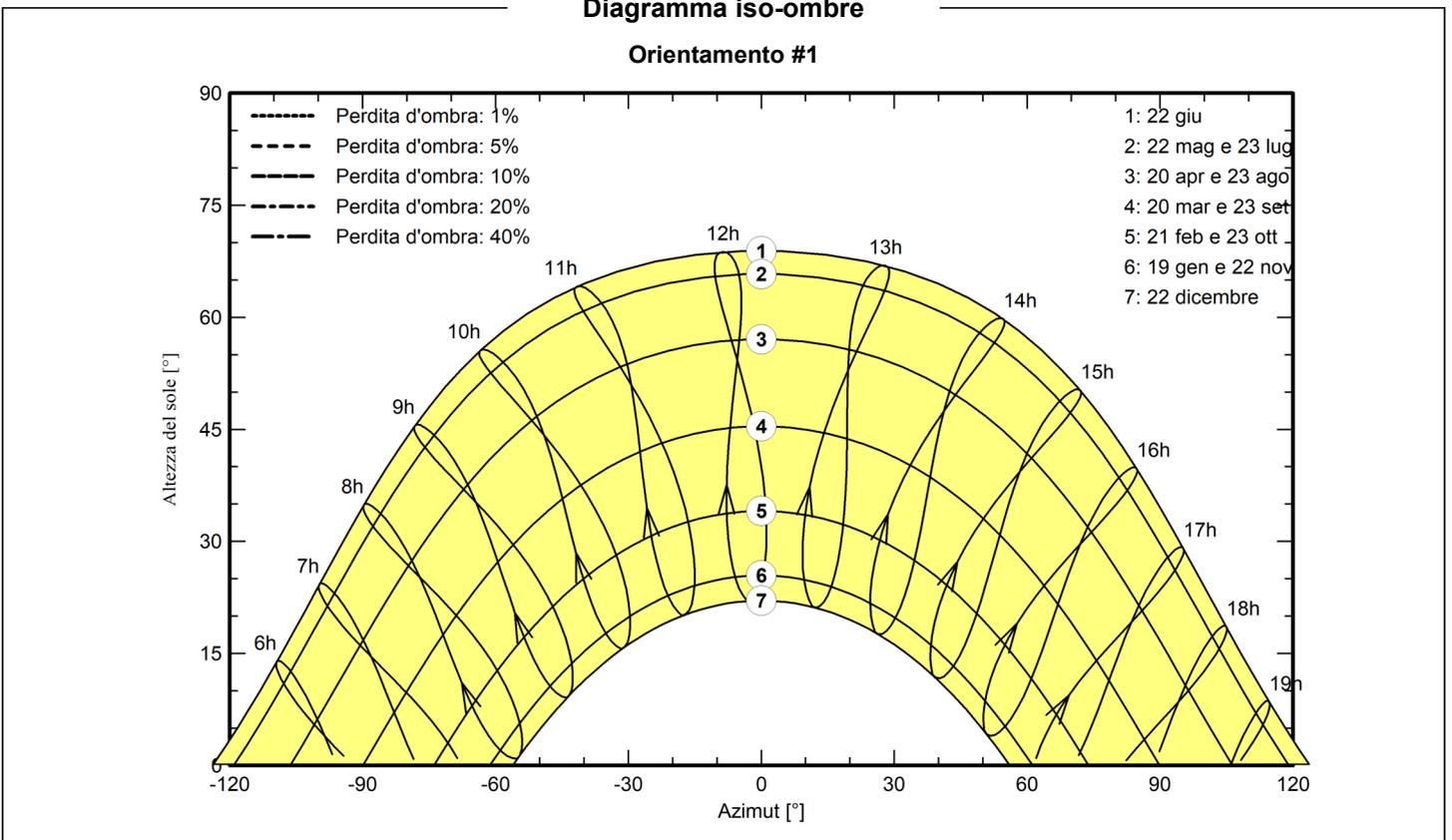


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

110959834 kWh/anno

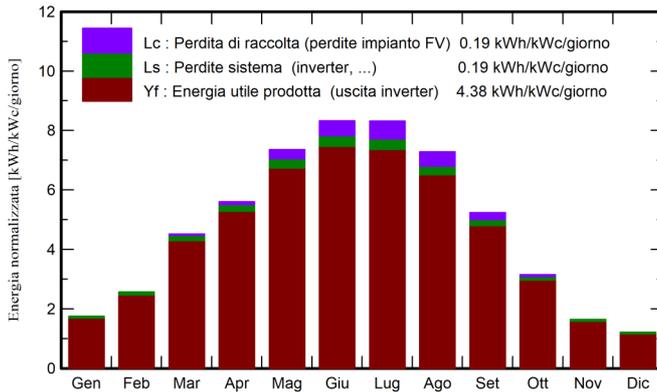
Prod. Specif.

1598 kWh/kWc/anno

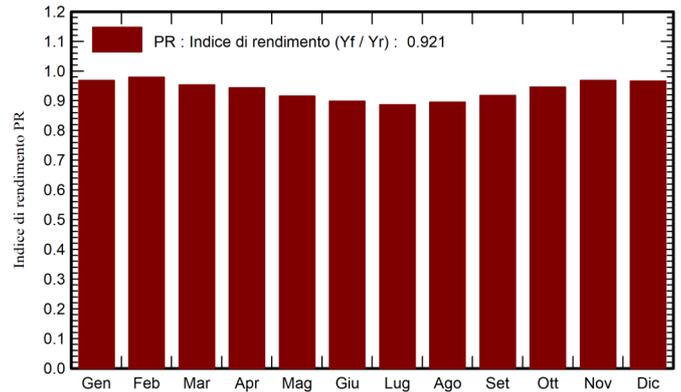
Indice rendimento PR

92.07 %

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	41.6	20.47	2.93	54.2	51.2	3776479
Febbraio	56.4	31.20	5.18	70.8	67.9	4990782
Marzo	108.5	49.63	10.16	139.9	135.9	9645161
Aprile	136.0	74.32	14.58	168.1	163.7	11489732
Maggio	180.8	83.36	19.68	228.2	223.2	15175371
Giugno	197.2	84.27	24.20	249.9	245.1	16304740
Luglio	199.4	77.14	26.43	257.7	252.9	16612073
Agosto	173.4	73.25	25.88	225.7	221.2	14656171
Settembre	120.9	55.52	20.47	157.1	153.0	10433276
Ottobre	78.9	44.54	16.03	97.7	94.1	6658514
Novembre	41.7	28.36	10.17	49.1	46.6	3425224
Dicembre	31.2	20.86	4.39	37.5	35.1	2611885
Anno	1366.1	642.92	15.06	1735.9	1689.9	115779407

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

EArray Energia effettiva in uscita campo

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

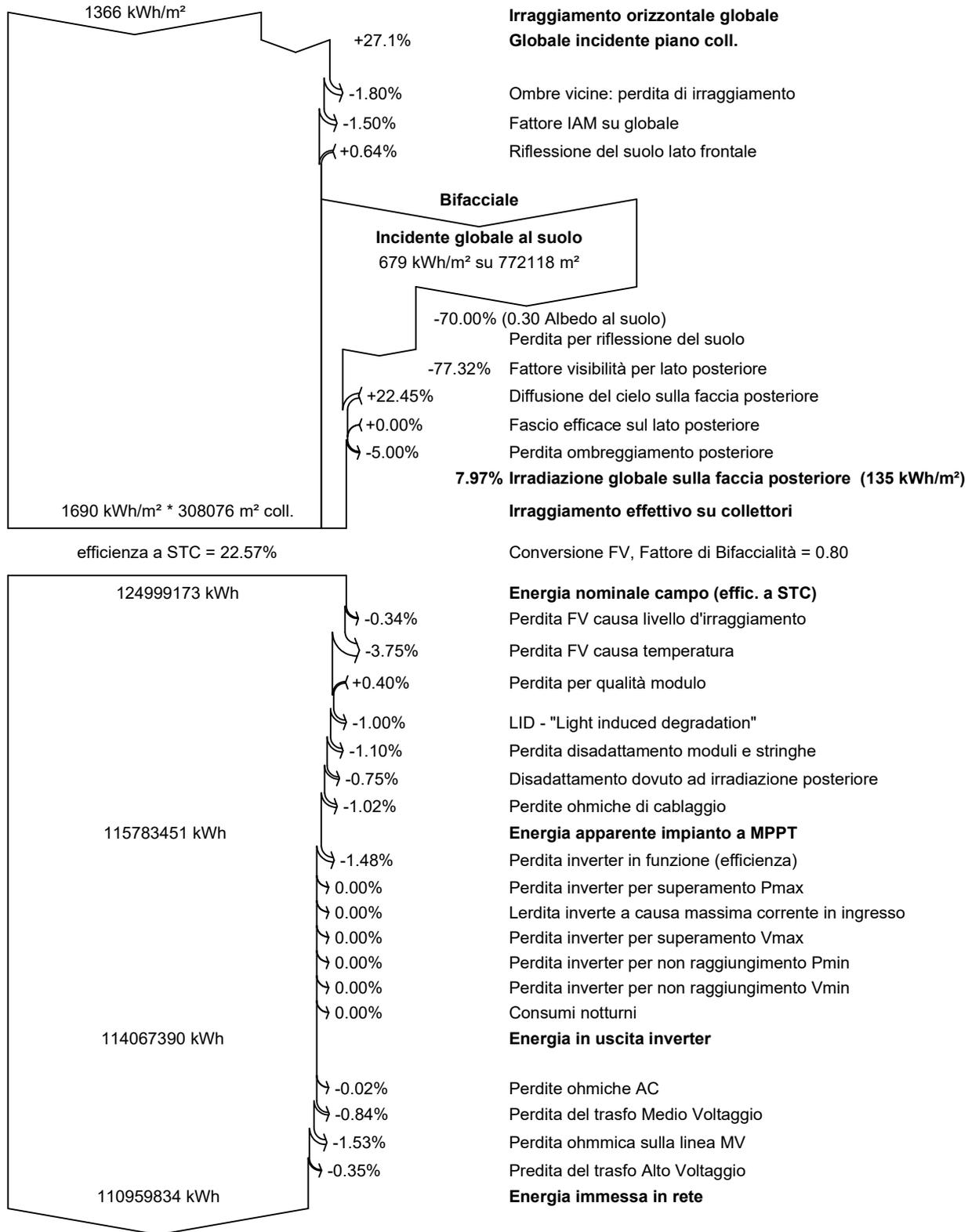
T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

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



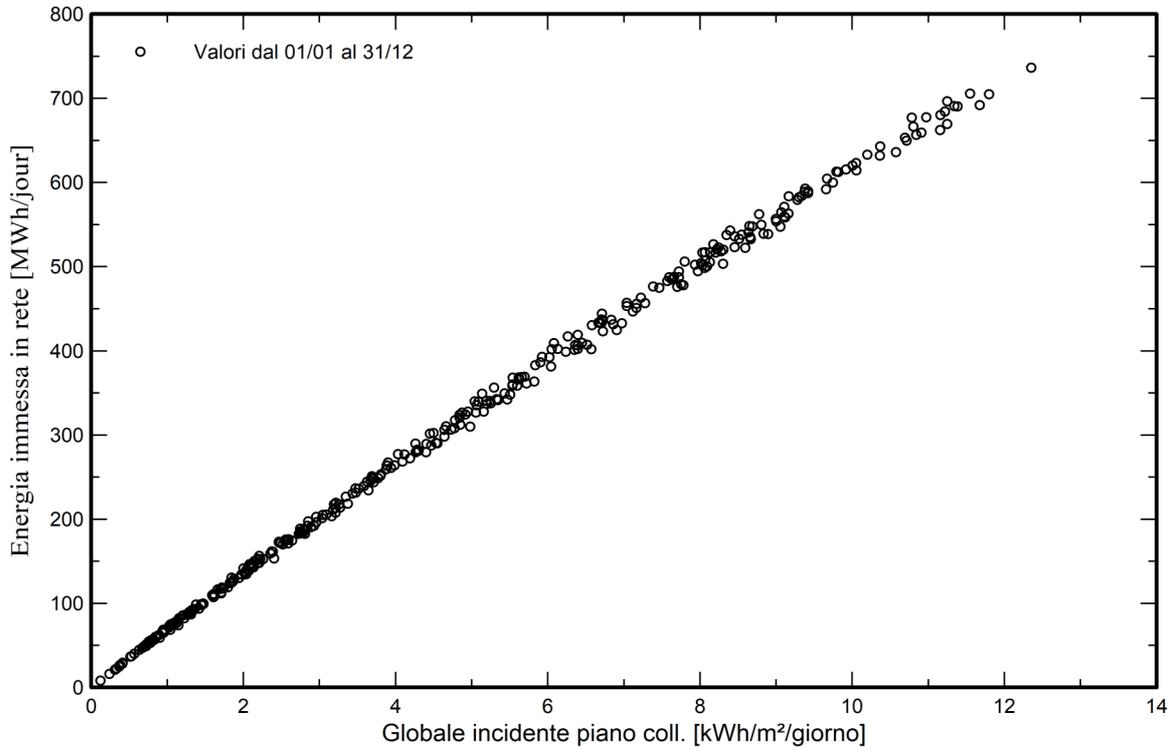
Diagramma perdite



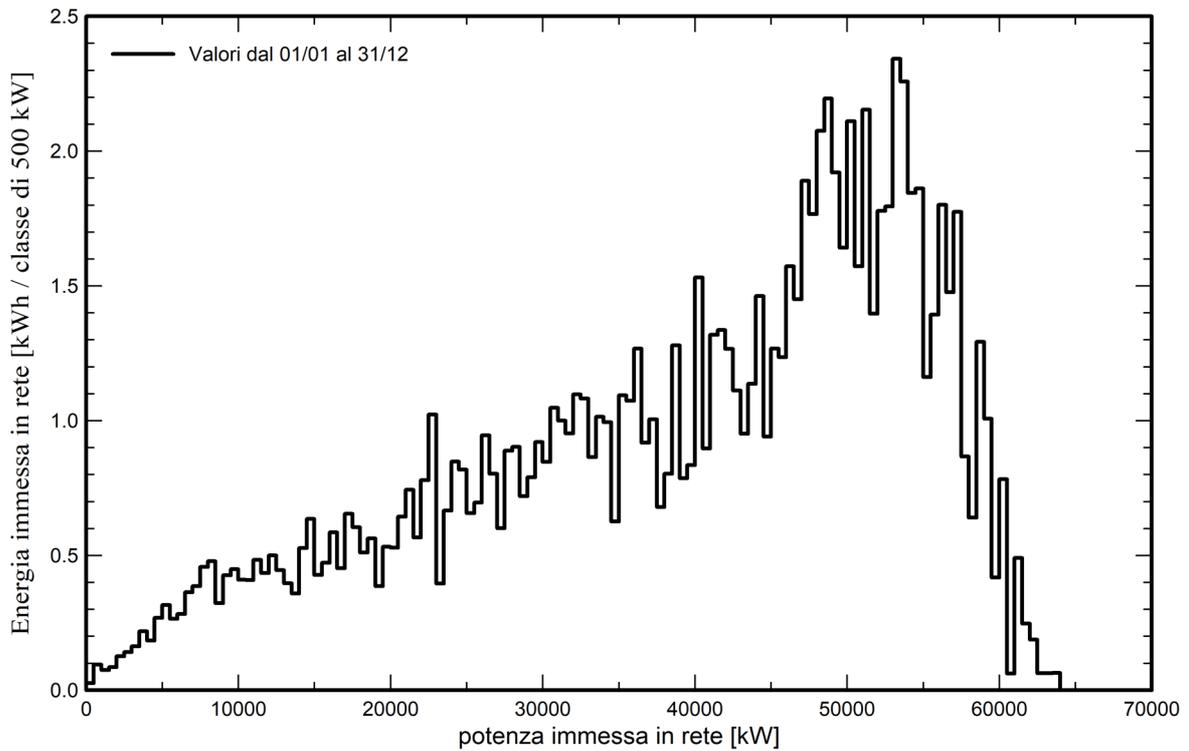


Grafici predefiniti

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.1 (1991-2012), Sat=100%
Tipo TMY, multi anno
Differenza da anno in anno (Varianza) 8.3 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 8.5 %

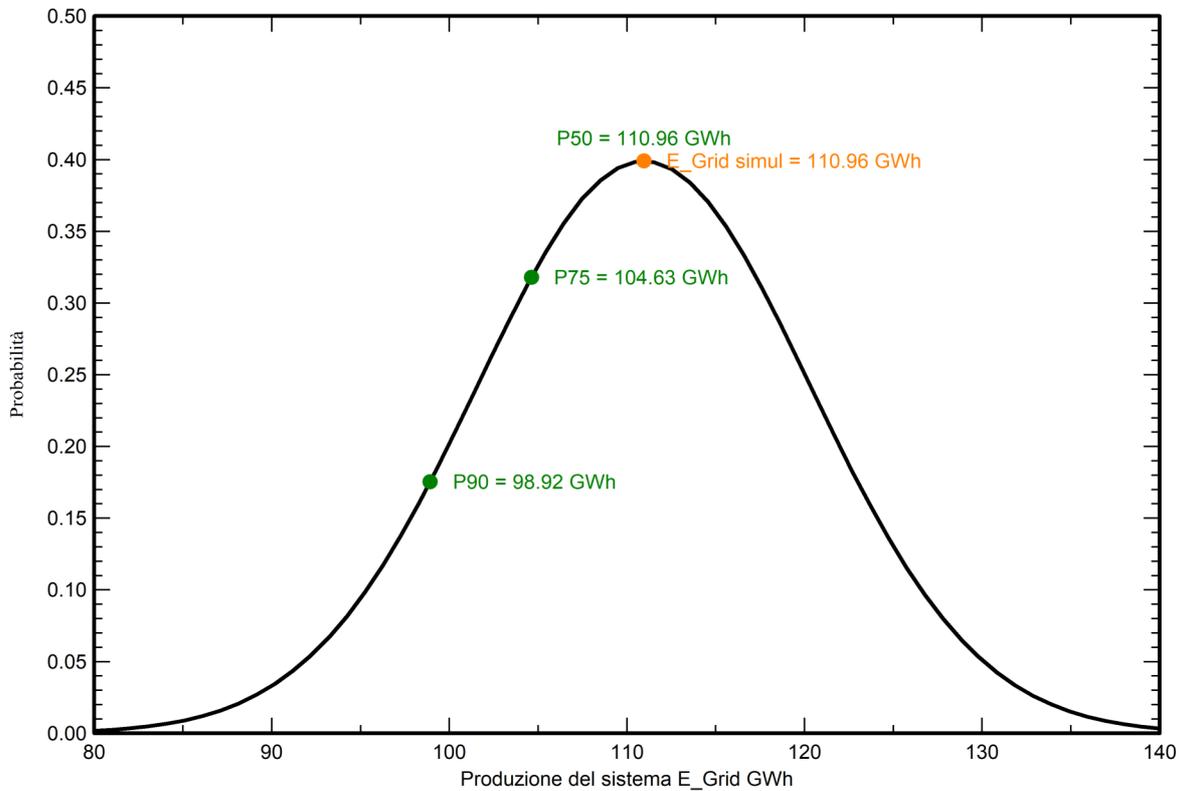
Incertezze dei parametri e simulazione

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

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 9.39 GWh
P50 110.96 GWh
P90 98.92 GWh
P75 104.63 GWh

Distribuzione di probabilità





Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 1088844.2 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 132898.34 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

Emissioni evitate

Totale: 1408080.3 tCO₂

Produzione del sistema: 110959.83 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

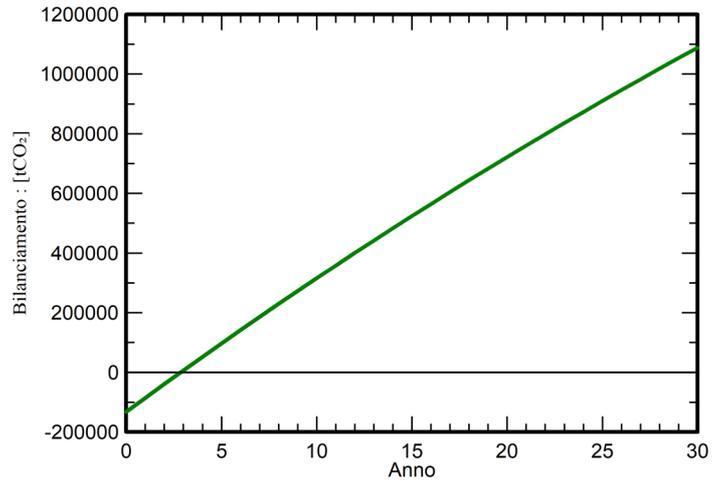
Fonte: Lista IEA

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	69423 kWc	118902503
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	4958800 Kg	13990808
Inverter	280 kgCO ₂ /unità	18.0 unità	5031