

Newagro S.r.l.

Impianto Agrivoltaico denominato "Consandolo" da 57.002,4 kWp, opere connesse ed infrastrutture indispensabili

Comuni di Argenta e Portomaggiore (FE)

Progetto Definitivo Impianto Agrivoltaico 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

Aprile 2024



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	7
3.2.1	Atlante solare	7
3.2.2	Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento	9
4	Dati tecnici e dimensionamento dell’Impianto Agrivoltaico	10
4.1	Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico	10
4.2	Caratteristiche gruppo di conversione cc/ca (inverter) e trasformatore elevatore	10
4.3	Dimensionamento elettrico del sistema	11
4.4	Dimensionamento meccanico del sistema	11
5	Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa	13

Elenco Appendici

Num.	Oggetto
01	Rapporto di calcolo PVsyst

Questo documento è di proprietà di Newagro 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 Newagro 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 ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), della potenza nominale di 57.002,4 kWp che la società Newagro S.r.l. intende realizzare nei Comuni di Argenta e Portomaggiore (FE).

2 Definizioni

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

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (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);
- Soggetto responsabile: la Società "Newagro S.r.l."
- 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 Agrivoltaico ricade nel comune di Argenta (FE), in località Consandolo. Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

Latitudine: 44.6531° N

Longitudine: 11.7960° E

Le aree dove si sviluppa l'impianto sono in una zona di depressione geografica, infatti hanno un'altitudine di circa 0 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

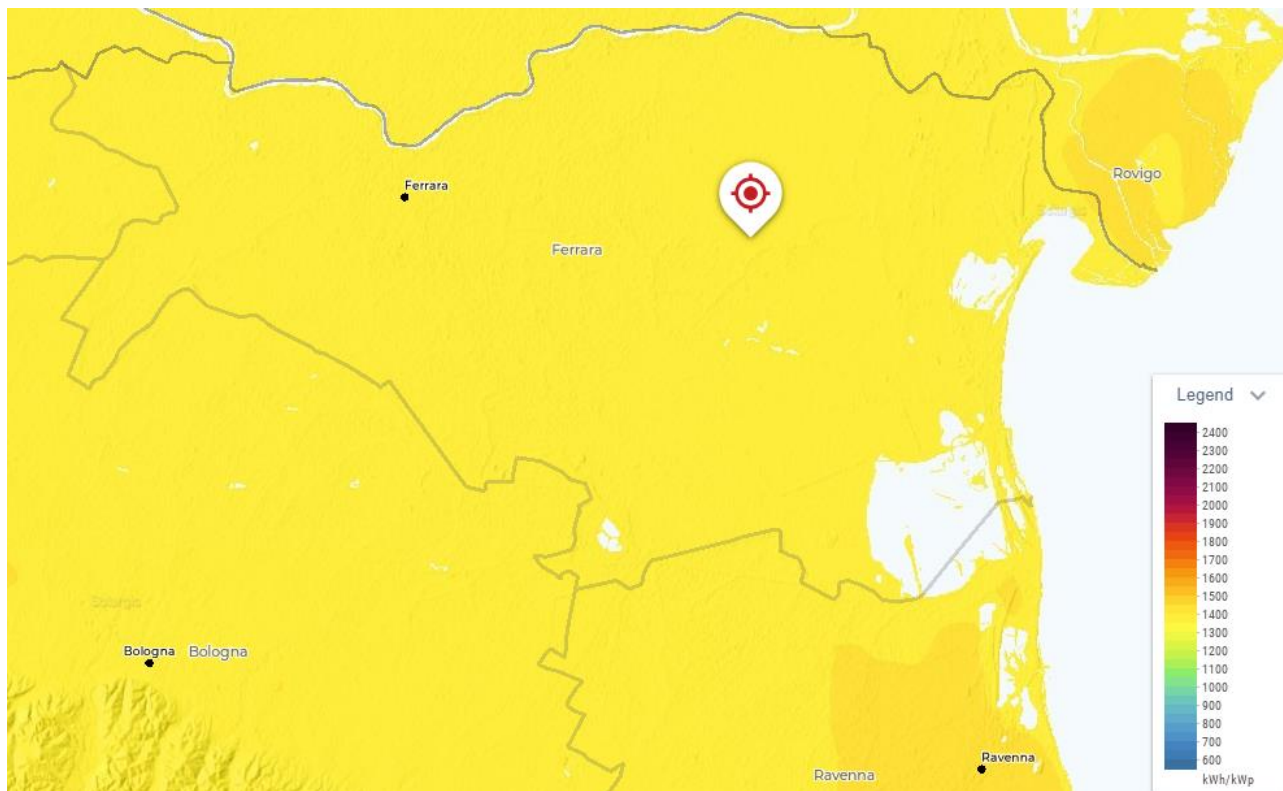


Figura 3-1 Atlante solare Emilia-Romagna (Fonte: globalsolaratlas.info)



Average annual sum of GHI, period 1994-2016

900 1100 1300 1500 1700 kWh/m²

Figura 3-2: Atlante solare 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 ricade in un'area dell'Emilia Romagna 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 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 di radiazione solare del sito dell'impianto.

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

Tabella 3-1: Dati di irraggiamento (Meteonorm 8.0) utilizzati per il calcolo

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	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	41.7	25.65	3.02	53.2	50.0	3020856	2942475	0.970
Febbraio	55.7	32.22	5.03	69.1	66.0	3958752	3854472	0.978
Marzo	107.2	47.48	9.99	141.9	137.3	7963268	7738802	0.957
Aprile	135.2	67.53	14.09	171.9	166.8	9577008	9299198	0.949
Maggio	179.7	84.28	19.18	228.0	222.1	12506965	12132559	0.934
Giugno	195.2	80.89	23.66	252.2	246.4	13596633	13183229	0.917
Luglio	197.8	77.61	26.14	256.4	250.6	13703431	13288590	0.909
Agosto	172.0	73.03	25.56	225.0	219.6	12104853	11752304	0.916
Settembre	119.9	51.35	20.10	155.5	150.7	8476445	8235183	0.929
Ottobre	78.8	41.27	15.59	101.4	97.3	5619508	5471494	0.947
Novembre	41.8	24.64	9.76	53.0	50.0	2967995	2890038	0.957
Dicembre	32.0	21.35	4.31	38.4	35.7	2166265	2106200	0.963
Anno	1357.0	627.31	14.76	1746.0	1692.4	95661979	92894541	0.933

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 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 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 / 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:

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

Tenendo 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 3.045 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di 57.002,4 kWp.

4.4 Dimensionamento meccanico del sistema

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

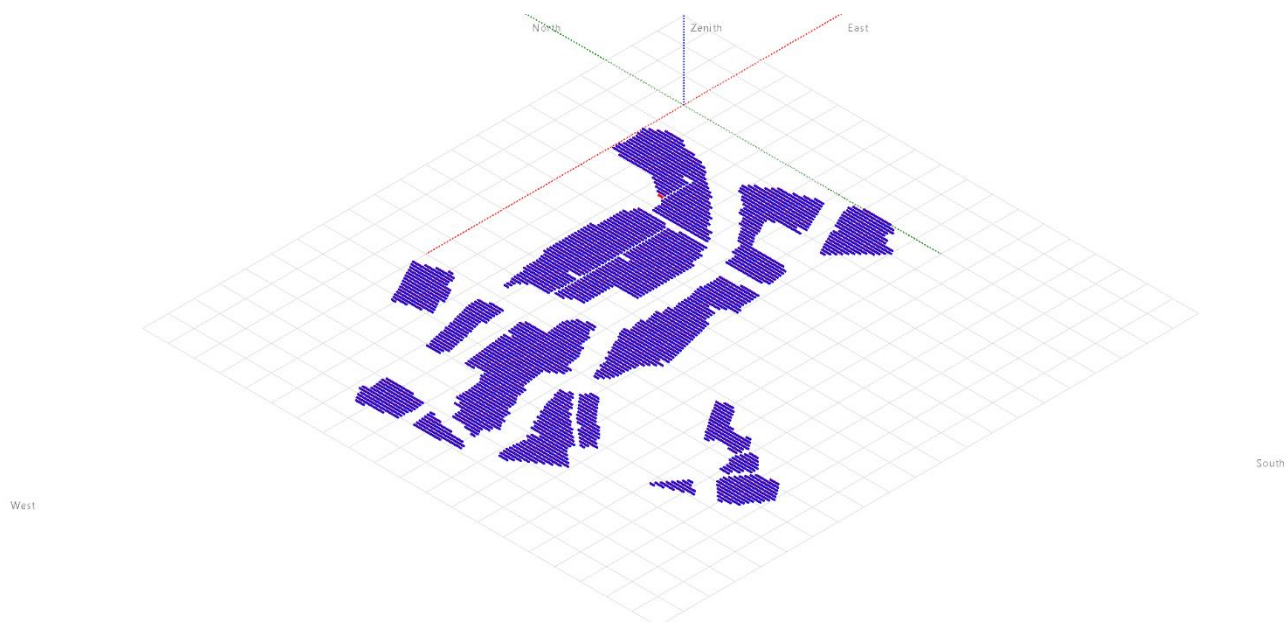


Figura 4-1: Layout inserito nel software PVsyst

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

1. I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
2. La struttura porta-moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale a seconda della struttura: 52 e 26 moduli disposti su due file in verticale);
3. L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

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

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

5 Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa

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

- Radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici (che è legata a sua volta alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici, e dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi);
- Temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- Perdite di ombreggiamento ombre vicine;
- Perdite di 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 93,34 %.

Tabella 5-1: Producibilità attesa dell'impianto fotovoltaico

Descrizione	Energia prodotta (GWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	92,89	1.629,66
Producibilità attesa a P75	87,48	1.534,67
Producibilità attesa a P90	82,6	1.449,06

Appendice 01

Rapporto di calcolo PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Consandolo

Variante: Consandolo_rev0

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 57.00 MWc

Consandolo - Italy

Author

Wood plc (United States)

**PVsyst V7.3.3**VCO, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3**Sommario del progetto****Luogo geografico**Consandolo
Italia**Ubicazione**Latitudine 44.65 °N
Longitudine 11.80 °E
Altitudine 0 m
Fuso orario UTC+1**Parametri progetto**

Albedo 0.20

Dati meteoConsandolo
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 79170 unità
Pnom totale 57.00 MWc**Inverter**Numero di unità 14 unità
Pnom totale 54.73 MWac
Limite della potenza di rete 60.00 MWac
Rapporto Pnom lim. rete 0.950**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 92894541 kWh/anno Prod. Specif. 1630 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 93.34 %

Indice dei contenuti

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



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

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

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico
Backtracking attivato

Campo con backtracking

N. di eliostati 1626 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 12.0 m

Larghezza collettori 4.78 m

Fattore occupazione (GCR) 39.8 %

Phi min / max -/+ 60.0 °

Strategia Backtracking

Phi limits for BT -/+ 66.5 °

Distanza tavole backtracking 12.0 m

Larghezza backtracking 4.78 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 4.78 m
GCR 39.8 %
Altezza dell'asse dal suolo 2.50 m

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 %

Limitazione potenza di rete

Potenza attiva 60.00 MWac
Rapporto Pnom 0.950

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 17186 unità
Nominale (STC) 12.37 MWc

Campo #1 - C01

Numero di moduli FV 5642 unità
Nominale (STC) 4062 kWc
Moduli 217 Stringhe x 26 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 3797 kWc
U mpp 1031 V
I mpp 3682 A

Inverter

Costruttore SMA
Modello Sunny Central 4000 UP
(Definizione customizzata dei parametri)Potenza nom. unit. 4000 kWac
Numero di inverter 3 unità
Potenza totale 12000 kWacNumero di inverter 1 unità
Potenza totale 4000 kWacVoltaggio di funzionamento 880-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.02



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Caratteristiche campo FV

Campo #5 - C14

Numero di moduli FV	5876 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4231 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	226 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3955 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1031 V		
I mpp	3835 A		

Campo #7 - C10

Numero di moduli FV	5668 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4081 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	218 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
Pmpp	3815 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1031 V		
I mpp	3699 A		

Modulo FV

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	17888 unità
Nominale (STC)	12.88 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4200 UP (1)
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4200 kWac
Numero di inverter	3 unità
Potenza totale	12600 kWac

Campo #2 - C08

Numero di moduli FV	5954 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4287 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	229 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4007 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1031 V		
I mpp	3885 A		

Campo #4 - C06

Numero di moduli FV	5954 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4287 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	229 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4007 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1031 V		
I mpp	3885 A		

Campo #8 - C02

Numero di moduli FV	5980 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4306 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	230 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
Pmpp	4025 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
U mpp	1031 V		
I mpp	3902 A		

**PVsyst V7.3.3**VCO, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3**Progetto: Consandolo**

Variante: Consandolo_rev0

Wood plc (United States)

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	7566 unità
Nominale (STC)	5448 kWc

Campo #3 - C07

Numero di moduli FV	3796 unità
Nominale (STC)	2733 kWc
Moduli	146 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2555 kWc
U mpp	1031 V
I mpp	2477 A

Campo #13 - C11

Numero di moduli FV	3770 unità
Nominale (STC)	2714 kWc
Moduli	145 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2537 kWc
U mpp	1031 V
I mpp	2460 A

Modulo FV

Costruttore	Huasun
Modello	HS-210-B132-DS720
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp
Numero di moduli FV	32578 unità
Nominale (STC)	23.46 MWc

Campo #6 - C09

Numero di moduli FV	6370 unità
Nominale (STC)	4586 kWc
Moduli	245 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	4287 kWc
U mpp	1031 V
I mpp	4157 A

Campo #9 - C03

Numero di moduli FV	6396 unità
Nominale (STC)	4605 kWc
Moduli	246 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	4305 kWc
U mpp	1031 V
I mpp	4174 A

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 2660 UP
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	2667 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	5334 kWac

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2667 kWac

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

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	2667 kWac

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

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 4400 UP (1)
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	4400 kWac
Numero di inverter	5 unità
Potenza totale	22000 kWac

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac

Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	4400 kWac

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



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Caratteristiche campo FV

Campo #10 - C04

Numero di moduli FV	6344 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4568 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	244 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4270 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04
U mpp	1031 V		
I mpp	4140 A		

Campo #11 - C05

Numero di moduli FV	6448 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4643 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	248 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4340 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
U mpp	1031 V		
I mpp	4208 A		

Campo #12 - C12

Numero di moduli FV	7020 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5054 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	270 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
Pmpp	4725 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.15
U mpp	1031 V		
I mpp	4581 A		

Campo #14 - C13

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Huasun	Costruttore	SMA
Modello	HS-210-B132-DS720	Modello	Sunny Central 2800 UP
(Definizione customizzata dei parametri)		(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	720 Wp	Potenza nom. unit.	2800 kWac
Numero di moduli FV	3952 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2845 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	152 Stringhe x 26 In serie	Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
Pmpp	2660 kWc		
U mpp	1031 V		
I mpp	2579 A		

Potenza PV totale

Nominale (STC)	57002 kWp
Totale	79170 moduli
Superficie modulo	245930 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	54734 kWac
Numero di inverter	14 unità
Rapporto Pnom	1.04

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	-0.4 %
---------------	--------

Perdite per mismatch del modulo

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

Perdita disadattamento Stringhe

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



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Wood plc (United States)

Perdite campo

Fattore di perdita IAM

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

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

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.32 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - C01

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

Campo #3 - C07

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

Campo #5 - C14

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

Campo #7 - C10

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

Campo #9 - C03

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

Campo #11 - C05

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

Campo #13 - C11

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

Campo #2 - C08

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

Campo #4 - C06

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

Campo #6 - C09

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

Campo #8 - C02

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

Campo #10 - C04

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

Campo #12 - C12

Res. globale campo 3.6 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #14 - C13

Res. globale campo 6.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

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

Inverter: Sunny Central 4000 UP, Sunny Central 4200 UP (1), Sunny Central 4400 UP (1)

Sezione cavi (8 Inv.) Rame 8 x 3 x 2500 mm²
Lunghezza media dei cavi 4 m

Inverter: Sunny Central 2660 UP, Sunny Central 2800 UP

Sezione cavi (3 Inv.) Rame 3 x 3 x 2000 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Inverter: Sunny Central 4000 UP, Sunny Central 4400 UP (1)

Sezione cavi (3 Inv.) Rame 3 x 3 x 3000 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Frazione perdita media 0.87 % a STC

Campo #1 - C01

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 9855 m

Campo #3 - C07

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 9010 m

Campo #2 - C08

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 9470 m

Campo #4 - C06

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8810 m



Perdite cablaggio AC

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Frazione perdita media 0.87 % a STC

Campo #5 - C14

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 9400 m

Campo #7 - C10

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8040 m

Campo #9 - C03

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8305 m

Campo #11 - C05

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 7715 m

Campo #13 - C11

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8000 m

Campo #6 - C09

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8735 m

Campo #8 - C02

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8520 m

Campo #10 - C04

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 8065 m

Campo #12 - C12

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 7275 m

Campo #14 - C13

Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 7360 m



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #1 - C01**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.99 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 39.71 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #2 - C08**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.21 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.20 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 42.20 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.95 mΩ

Campo #3 - C07**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 2.68 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 2.67 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 26.97 kVA
Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.35 mΩ

Campo #4 - C06**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.21 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.20 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 42.20 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.95 mΩ

Campo #5 - C14**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.15 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 43.05 kVA
Frazione di perdite a carico 1.04 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #6 - C09**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.51 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 46.15 kVA
Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #7 - C10**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.00 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.00 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 40.08 kVA
Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #8 - C02**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.23 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.20 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 42.57 kVA
Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.94 mΩ

Campo #9 - C03**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.52 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 46.53 kVA
Frazione di perdite a carico 1.03 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #10 - C04**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.49 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 45.78 kVA
Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #11 - C05**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.56 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 47.28 kVA
Frazione di perdite a carico 1.04 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #12 - C12**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.96 MVA
Iron Loss (scollegato di notte) 4.40 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC
Perdite a carico 55.97 kVA
Frazione di perdite a carico 1.13 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ



PVsyst V7.3.3
VCO, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Progetto: Consandolo

Variante: Consandolo_rev0

Wood plc (United States)

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #13 - C11

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 2.66 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.67 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 26.60 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.35 mΩ

Campo #14 - C13

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 2.79 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 2.80 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 27.89 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.42 mΩ



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

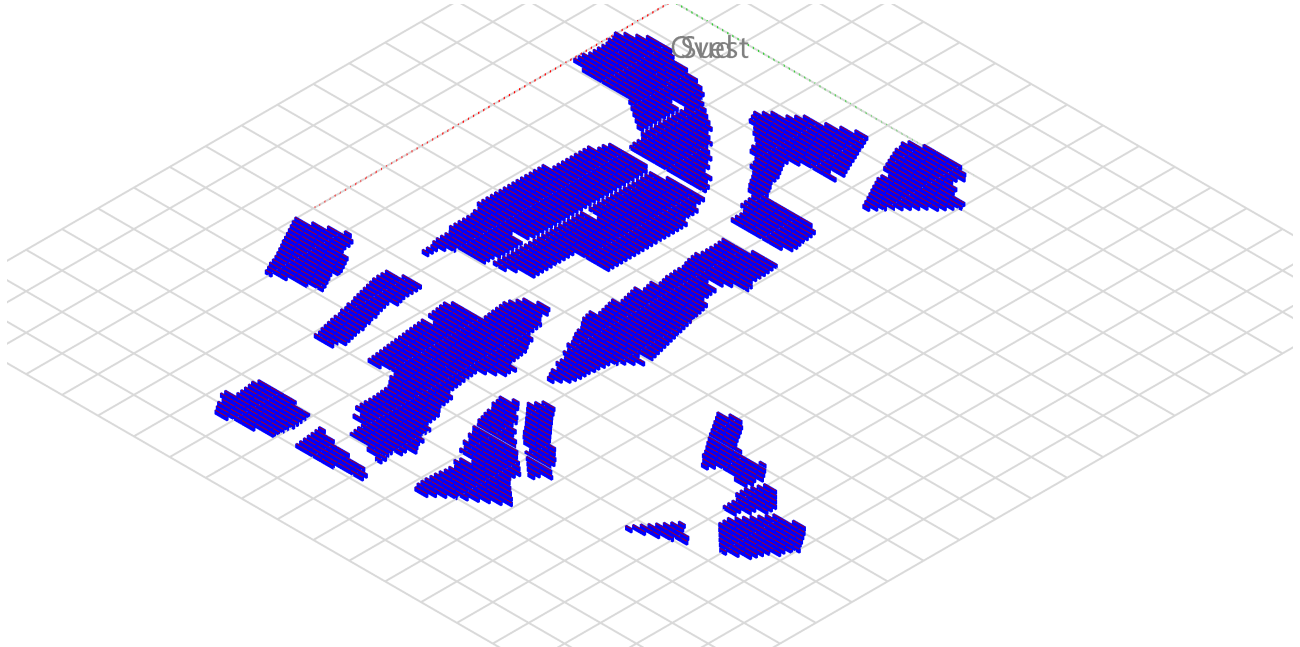
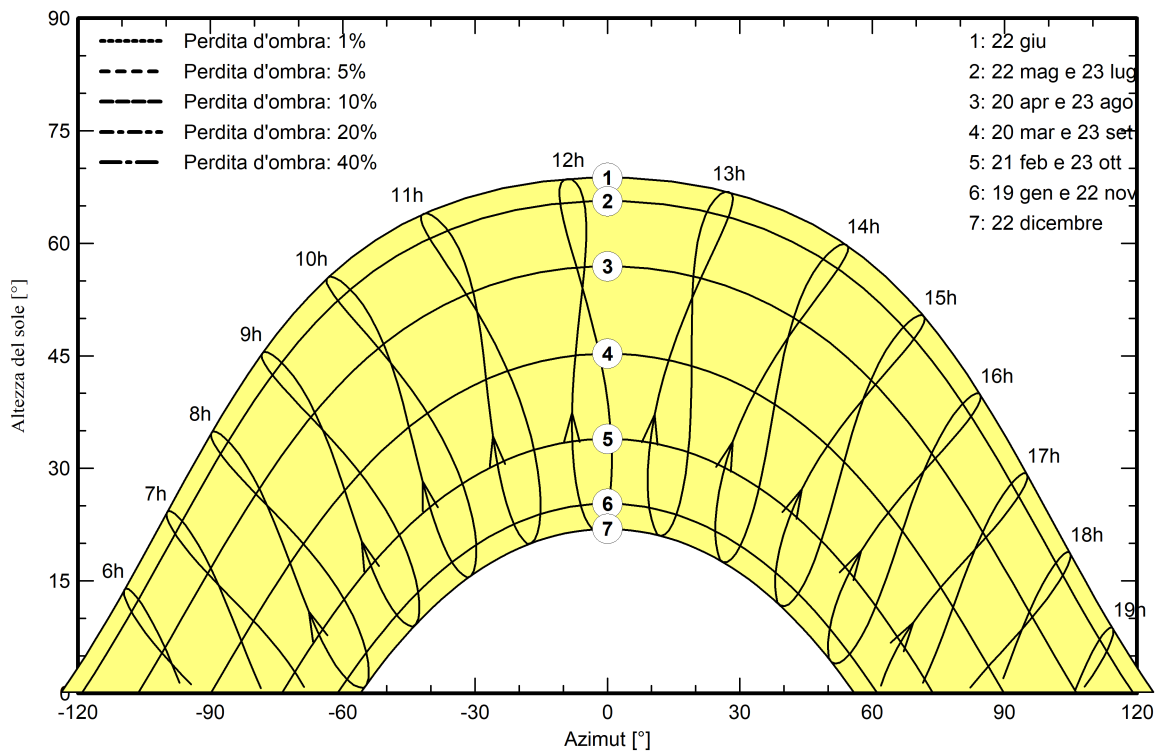


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

92894541 kWh/anno

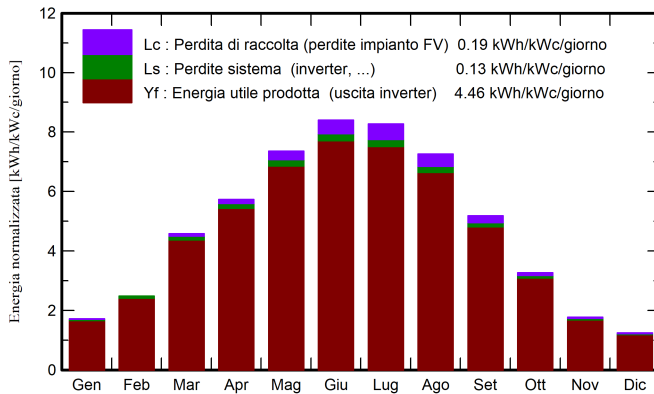
Prod. Specif.

1630 kWh/kWc/anno

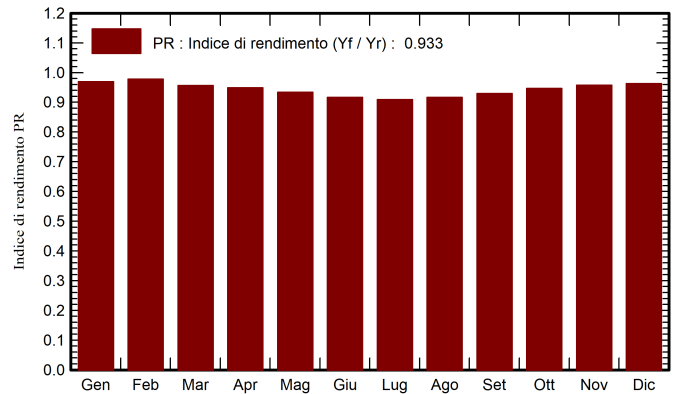
Indice rendimento PR

93.34 %

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 kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	41.7	25.65	3.02	53.2	50.0	3020856	2942475	0.970
Febbraio	55.7	32.22	5.03	69.1	66.0	3958752	3854472	0.978
Marzo	107.2	47.48	9.99	141.9	137.3	7963268	7738802	0.957
Aprile	135.2	67.53	14.09	171.9	166.8	9577008	9299198	0.949
Maggio	179.7	84.28	19.18	228.0	222.1	12506965	12132559	0.934
Giugno	195.2	80.89	23.66	252.2	246.4	13596633	13183229	0.917
Luglio	197.8	77.61	26.14	256.4	250.6	13703431	13288590	0.909
Agosto	172.0	73.03	25.56	225.0	219.6	12104853	11752304	0.916
Settembre	119.9	51.35	20.10	155.5	150.7	8476445	8235183	0.929
Ottobre	78.8	41.27	15.59	101.4	97.3	5619508	5471494	0.947
Novembre	41.8	24.64	9.76	53.0	50.0	2967995	2890038	0.957
Dicembre	32.0	21.35	4.31	38.4	35.7	2166265	2106200	0.963
Anno	1357.0	627.31	14.76	1746.0	1692.4	95661979	92894541	0.933

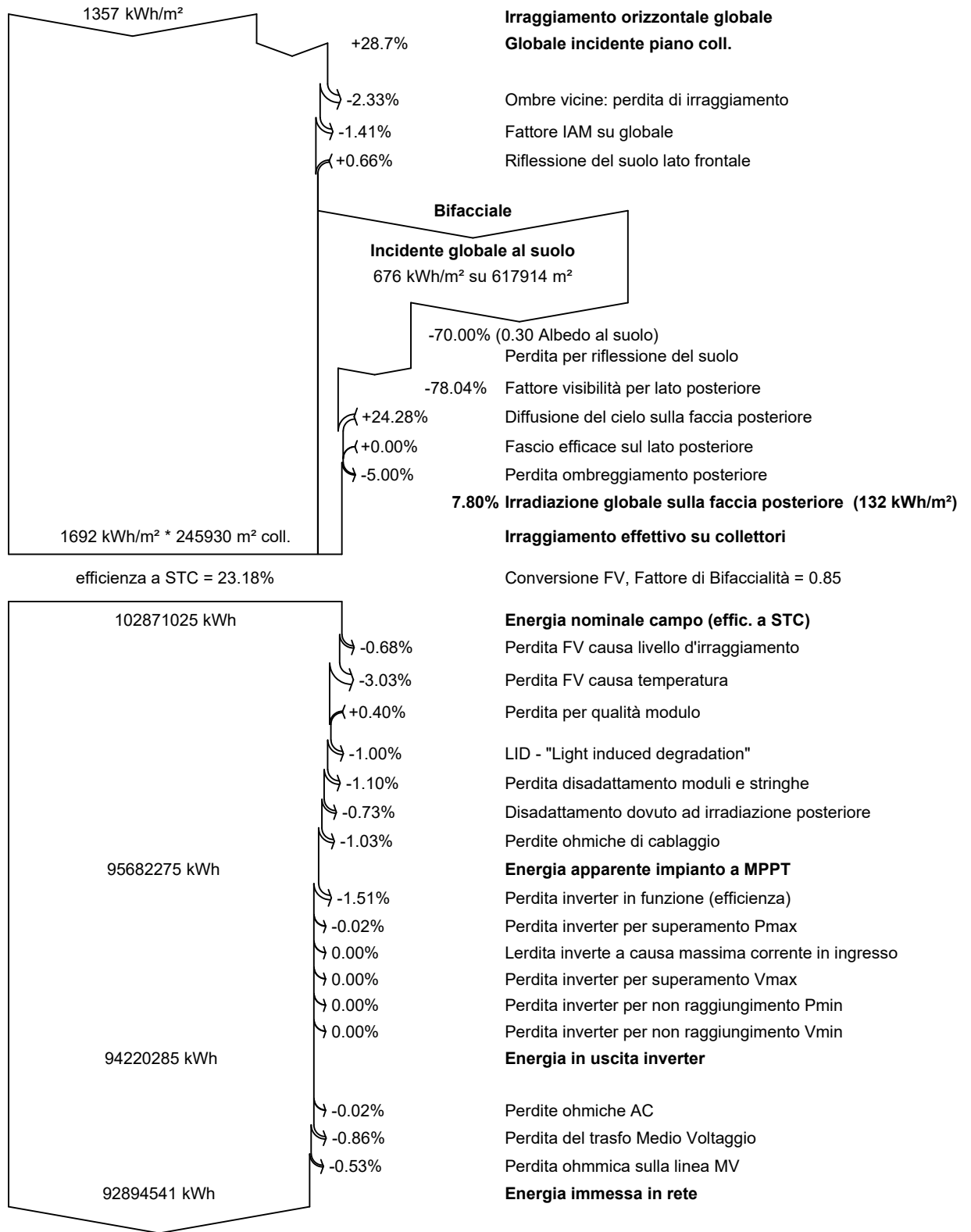
Legenda

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

EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento



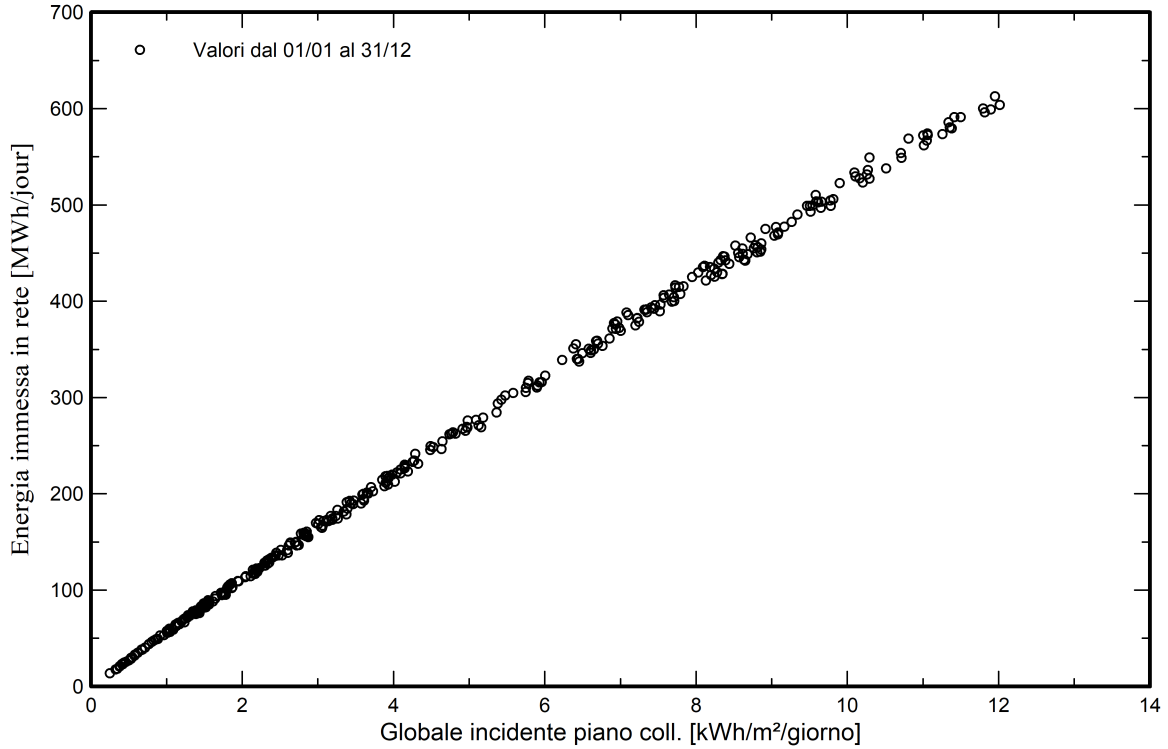
Diagramma perdite



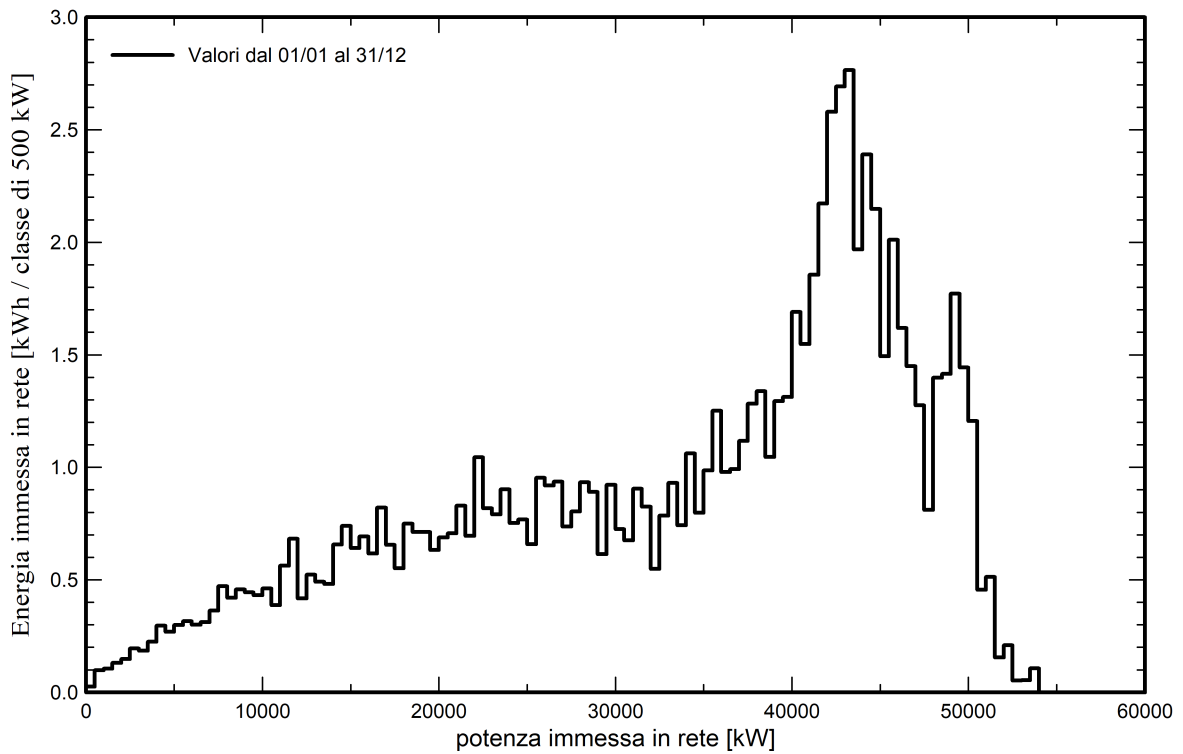


Grafici predefiniti

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.1 (1991-2012), Sat=100%
Tipo Medie mensili
Synthetic - Media su più anni
Differenza da anno in anno (Varianza) 8.5 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 8.6 %

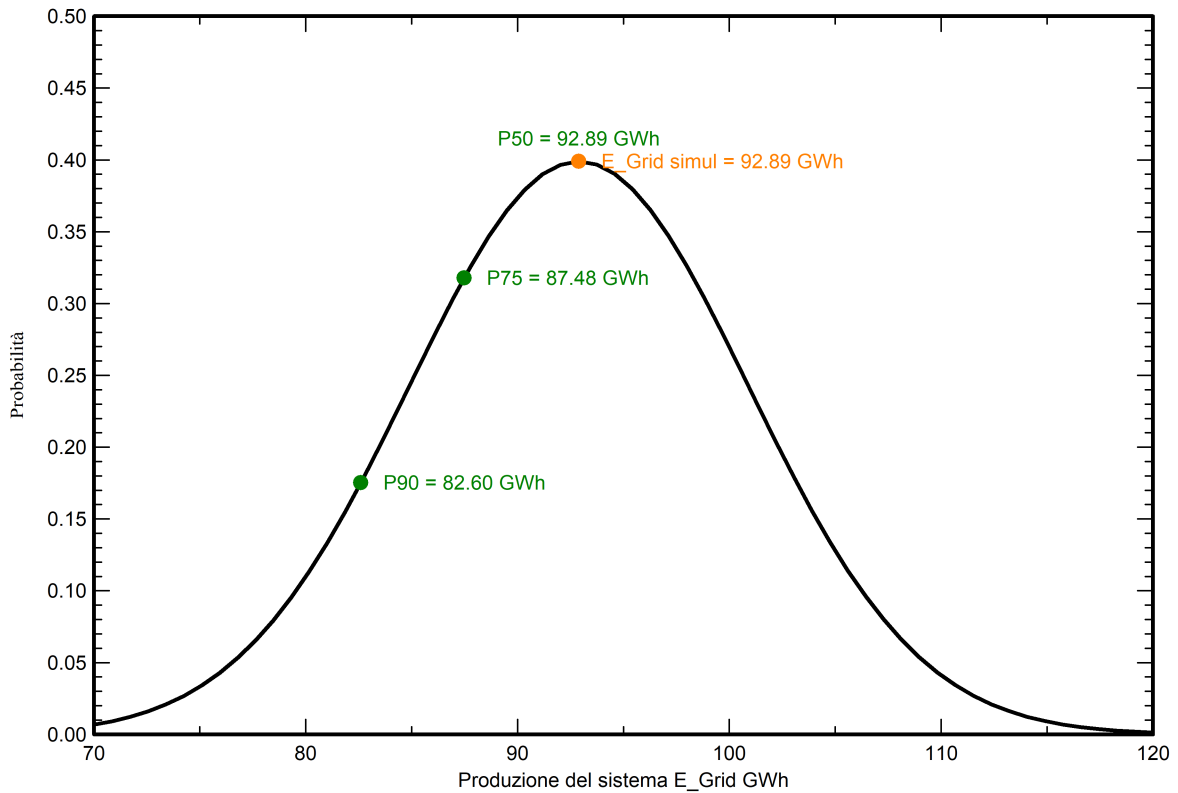
Incertezze dei parametri e simulazione

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 8.03 GWh
P50 92.89 GWh
P75 87.48 GWh
P90 82.60 GWh

Distribuzione di probabilità





PVsyst V7.3.3

VCO, Simulato su
21/11/23 15:47
con v7.3.3

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 914029.9 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 108801.62 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

Emissioni evitate

Totale: 1178831.7 tCO₂

Produzione del sistema: 92894.54 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

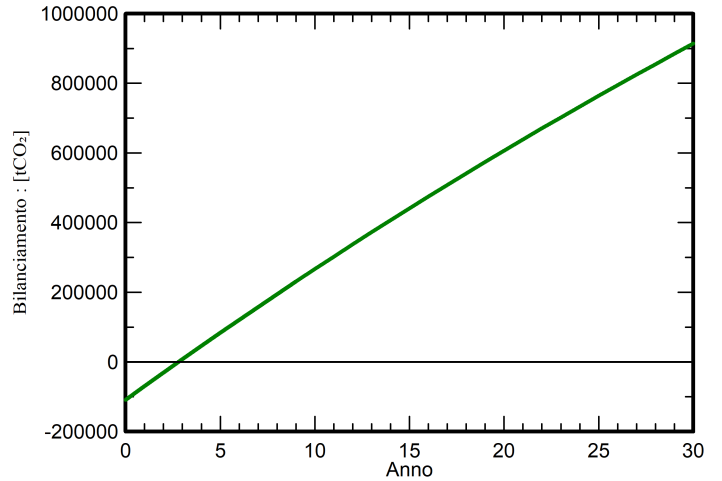
Fonte: Lista IEA

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	57002 kWc	97629151
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	3958500 Kg	11168551
Inverter	280 kgCO ₂ /unità	14.0 unità	3913