




**Impianto Agrivoltaico Avanzato 24.092,64 kW_p
Comune di Bondeno (FE)**

RELAZIONE DI CALCOLO PRODUCIBILITÀ IMPIANTO


28/02/2025	00	Emissione finale	SGS srl	G. D'Amico	F. Boni Castagnetti
Data	Rev.	Descrizione Emissione	Preparato	Verificato	Approvato
Logo Committente e Denominazione Commerciale  Iren Green Generation Tech s.r.l.			ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER		
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale 			ID Documento Appaltatore		

File name: H_054_FV_00015_BER_RELAZIONE DI CALCOLO PRODUCIBILITA' IMPIANTO

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 2 / 20
		Numero Revisione
		00

Sommario

1	Premessa.....	3
1.1	Software PVsyst.....	3
2	Database dati meteo PVGIS.....	5
2.1	Fonte dati meteo.....	6
3	Calcolo della producibilità.....	7
3.1	Parametri di progetto.....	7
3.1.1	Albedo.....	7
3.1.2	Condizioni di progetto	7
3.2	Orientamento e inclinazione dei moduli	9
3.3	Definizione del sistema.....	9
3.3.1	Modello bifacciale.....	12
3.4	Definizione delle perdite.....	14
3.5	Risultati simulazione.....	18
4	Allegati.....	20
4.1	Report PVsyst	20

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 3 / 20
		Numero Revisione
		00

1 Premessa

Il presente documento fornisce le principali informazioni tecniche relative al calcolo della producibilità dell'impianto agrivoltaico avanzato di potenza complessiva pari a 24.092,64 kW_p, che verrà installato su trackers in un'area situata all'interno del Comune di Bondeno (FE).

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa con i principali dati di progetto.

Impianto	Agrivoltaico avanzato Bondeno
Comune (Provincia)	Bondeno (FE)
Coordinate (WGS84)	Latitudine: 44°55'1.2"N Longitudine: 11°15'14.4"E
Superficie di impianto¹	9,86 ha
Potenza di picco	24.092,64 kW _p
Tensione di sistema (CC)	1.500 V
Punto di connessione ('POD')	Stallo su Stazione Elettrica SE "Massa Finalese"
Tensione al POD	132 kV
Tipologia di impianto	Trackers monoassiali con disposizione moduli a fila singola, con inclinazione est-ovest e tecnologia di backtracking
Moduli	N. 36.504 bifacciali dual glass in silicio cristallino da 660 W _p
Inverter	N. 85 da 300kW (330 kVA), di tipo distribuito e multistringa per installazione indoor/outdoor
Tilt	+50°/-50° circa
Azimuth	20°
Cabine	<ul style="list-style-type: none"> N. 9 nuove cabine di campo (Conversion Unit, 'CU') preassemblate da 3.300 kVA ciascuna. N. 1 nuova Cabina di Raccolta. N. 1 nuova Control Room. N. 1 nuova Cabina Magazzino

Tabella 1: Sommario dei principali dati di progetto

Per maggiori dettagli relativi all'impianto, si rimanda all'elaborato **H_054_FV_00002_BGR** *"Relazione Tecnica"*.


1.1 Software PVsyst

Il calcolo della producibilità dell'impianto è stato realizzato mediante software PVsyst, versione 8.0.6.

Tale software consente di gestire la progettazione del sistema attraverso una procedura rapida e semplice che consiste:

- nello specificare la potenza o l'area disponibile desiderata;
- nello scegliere il modulo fotovoltaico dal database interno, tramite menù a tendina;

¹ Dato riferito alla sola superficie occupata dai moduli fotovoltaici (fonte: PVsyst)

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 4 / 20
		Numero Revisione
		00

- nello scegliere l'inverter dal database interno, tramite menù a tendina.

PVsyst suggerisce una configurazione dell'array/sistema che consente, quindi, di condurre una simulazione preliminare.

Il software include, inoltre, un sistema di messaggistica di avviso/errore codificato a colori, in caso di mancata corrispondenza, un problema o un avviso.


È possibile definire diverse perdite come ombreggiature vicine e lontane.

Vengono, inoltre, forniti strumenti specializzati per valutare le diverse perdite dovute al cablaggio, alla qualità dei moduli, alla mancata corrispondenza tra i moduli, allo sporco, al comportamento termico, al montaggio meccanico, all'indisponibilità del sistema, ecc.

La simulazione calcola la distribuzione dell'energia durante tutto l'anno; tra i risultati principali si segnala:

- la produzione totale di energia [MWh/a], essenziale per la valutazione del rendimento e del profitto dell'impianto fotovoltaico in esame;
- il Performance Ratio (PR [%]) che descrive la qualità del sistema stesso;
- l'energia specifica [kWh/kW_p] che è un indicatore di produzione basato sull'irraggiamento disponibile (ubicazione e orientamento).

Il rapporto finale elaborato dal software mostra i principali guadagni e le perdite di energia; esso rappresenta uno strumento potente che consente una rapida analisi del comportamento del sistema ed una valutazione di potenziali miglioramenti nella progettazione.

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 5 / 20
		Numero Revisione
		00

2 Database dati meteo PVGIS

PVGIS (PhotoVoltaic Geographic Information System) fornisce informazioni sulla radiazione solare e sulle prestazioni del sistema fotovoltaico per qualsiasi località del mondo.

Il servizio è disponibile gratuitamente ed esiste in due versioni:

- PVGIS 5.1 e il database della radiazione solare sono costituiti da:
 - PVGIS-SARAH (2005-2016) per la regione Europa, Africa e Asia.
 - PVGIS-NSRDB (2005-2015) per le Americhe.
 - PVGIS-ERA5 (2005-2016) per i paesi nordici.
- PVGIS 5.2 e il database delle radiazioni predefinito sono una combinazione di:
 - PVGIS-SARAH2 e PVGIS-SARAH (2005-2020) per le regioni dell'Europa, dell'Africa e dell'Asia centrale.
 - PVGIS-NSRDB (2005-2015) per le Americhe.
 - PVGIS-ERA5 (2005-2020) per i paesi nordici sopra i 60° N e il resto del mondo.

All'interno di PVsyst, quando si crea un sito geografico, dopo aver definito la latitudine, la longitudine, l'altitudine, il fuso orario e il nome del sito, è possibile importare i dati meteo da PVGIS API.

I dati importati sono in valori orari; i valori vengono poi mediati e visualizzati come valori mensili.

I dati PVGIS disponibili sono TMY (Typical Meteorological Year) basati sulla più recente rivalutazione dei dati del Centro Comune di Ricerca della Commissione Europea (JRC).

La fonte dei dati dipende dal sito geografico che si sta creando; di seguito sono riportate le aree coperte da ciascuna fonte.

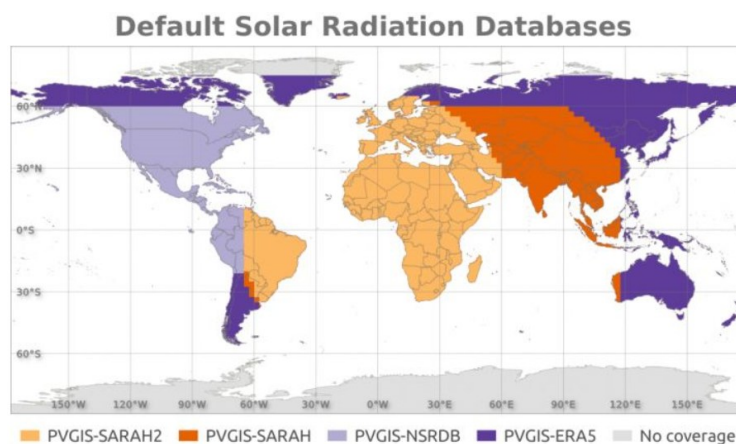



Figura 1: Fonte dei dati PVGIS

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 6 / 20
		Numero Revisione
		00

Per impostazione predefinita, la costruzione del TMY si basa sulla gamma più ampia possibile di anni disponibili nel database della fonte.

2.1 Fonte dati meteo


Per la simulazione dell'impianto sono stati importati i dati meteo TMY per la città di Bondeno da PVGIS API nella versione 5.2.

Sono presentati, nella tabella qui sotto, come media su base mensile, i valori relativi a:

- irradiazione globale orizzontale GlobHor;
- irradiazione diffusa orizzontale DiffHor;
- temperatura ambiente T_Amb;
- velocità del vento WindVel;
- umidità relativa RelHum.

Intervallo	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	RelHum
	[kWh/m²/mese]	[kWh/m²/mese]	[°C]	[m/s]	[ratio]
Gennaio	52,7	24,2	4,7	1,7	0,837
Febbraio	83,8	27,6	6,7	1,8	0,768
Marzo	102,9	48,7	8,2	2,3	0,771
Aprile	153,3	66,1	14,6	2,2	0,703
Maggio	192,4	70,3	18,2	2,1	0,649
Giugno	193,2	76,3	22,2	1,7	0,716
Luglio	233,8	69,0	26,7	2,0	0,459
Agosto	182,8	66,8	25,8	1,7	0,685
Settembre	117,2	52,9	20,4	1,8	0,724
Ottobre	94,1	39,7	14,6	2,2	0,720
Novembre	46,2	25,6	8,9	1,8	0,834
Dicembre	39,0	19,9	2,9	2,1	0,837
Anno	1.491,5	587,1	14,5	2,0	0,725

Tabella 2: Dati meteo PVGIS per il sito di Bondeno

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 7 / 20
		Numero Revisione
		00

3 Calcolo della producibilità

La simulazione è stata realizzata utilizzando i seguenti componenti principali:

- Moduli fotovoltaici Longi Solar LR7-72HYD-660M (o similari per caratteristiche meccaniche ed elettriche).
- Inverter Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1 (o similari per caratteristiche meccaniche ed elettriche).

3.1 Parametri di progetto

3.1.1 Albedo

Il coefficiente di albedo è la frazione di irradiazione globale incidente riflessa dal terreno davanti a un piano inclinato. Questo effetto si verifica durante il calcolo della trasposizione dell'irradiazione orizzontale su un piano inclinato. L'albedo "visto" dal piano è ovviamente nullo per un piano orizzontale e aumenta con l'inclinazione.


Nella definizione del progetto, i valori di albedo possono essere aggiustati ogni mese per tenere conto di un eventuale manto nevoso. Il valore solitamente ammesso nelle località urbane è dell'ordine di 0,14-0,22, e può arrivare fino a 0,8 in caso di copertura nevosa. Il valore abituale è 0,2 (predefinito in PVsyst) ed è quello che è stato utilizzato nella simulazione.

In pratica, tranne che per i piani verticali, questo valore non assume grande importanza, poiché la componente di albedo è relativamente debole nell'irradiazione globale incidente (questo contributo può essere visualizzato nei risultati mensili della simulazione).

3.1.2 Condizioni di progetto

Il numero di moduli in serie deve soddisfare le seguenti condizioni:

- la tensione minima di funzionamento del campo (cioè, alla temperatura massima di funzionamento dei moduli, 60°C per impostazione predefinita di PVsyst) deve essere superiore alla tensione minima di funzionamento dell'inverter (V_{min} del campo MPPT);
- la tensione operativa massima del campo (cioè, alla temperatura operativa minima del modulo, 20°C per impostazione predefinita di PVsyst) deve essere inferiore alla tensione operativa massima dell'inverter (V_{max} dell'intervallo MPPT).
- la tensione assoluta massima del campo (cioè V_{oc} alla temperatura minima, -10°C per impostazione predefinita di PVsyst) deve essere inferiore alla tensione di ingresso massima assoluta dell'inverter;

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 8 / 20
		Numero Revisione
		00

- la tensione assoluta massima del campo (cioè V_{oc} a temperatura minima, -10°C per impostazione predefinita di PVsyst) non deve superare la tensione massima del sistema specificata per il modulo FV.

Quando la configurazione desiderata del campo non corrisponde a questi requisiti, di solito il sistema non è dimensionato correttamente.

Le temperature di riferimento per la progettazione del campo rispetto alla tensione di ingresso dell'inverter sono le seguenti (impostazioni di default di PVsyst):

- temperatura massima della cella in condizioni operative, predefinita a 60°C ;
- condizioni operative estive abituali, non utilizzate per i vincoli di dimensionamento, default 50°C ;
- temperatura minima invernale della cella in condizioni operative, default 20°C ;
- temperatura assoluta inferiore della cella per determinare la tensione massima possibile dell'array. Il valore predefinito è impostato a -10°C per la maggior parte dei Paesi europei (regola di best practice).

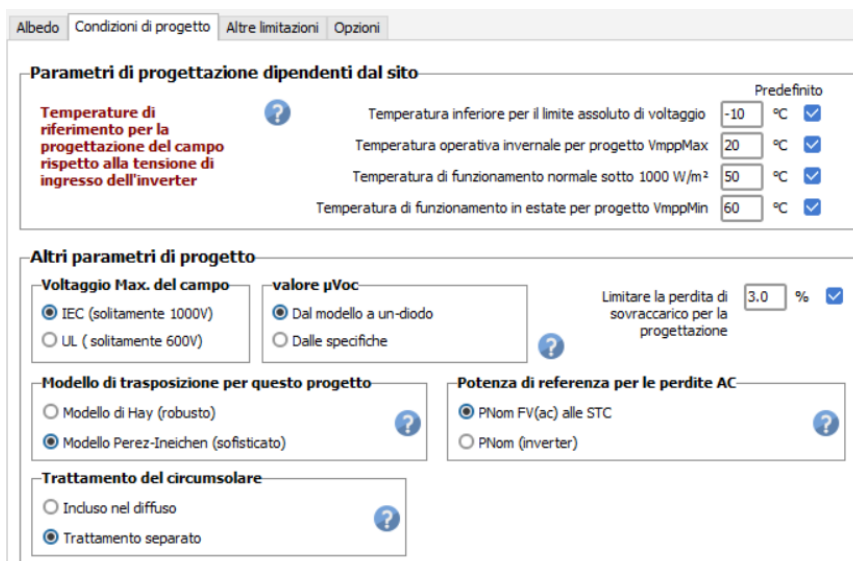



Figura 2: Condizioni di progetto impostate nel software PVsyst

In una fase successiva della progettazione, sarà possibile andare ad effettuare il calcolo puntuale delle temperature di progetto da inserire nel software, sulla base dei dati meteorologici presenti nel database PVGIS API 5.2.

	ID Documento Committente	Pagina 9 / 20
	H_054_FV_00015_BER	Numero Revisione
		00

Per quanto riguarda i limiti con rappresentazione di ombreggiatura, si sono impostati i valori di default proposti dal software, qui sotto riportati.

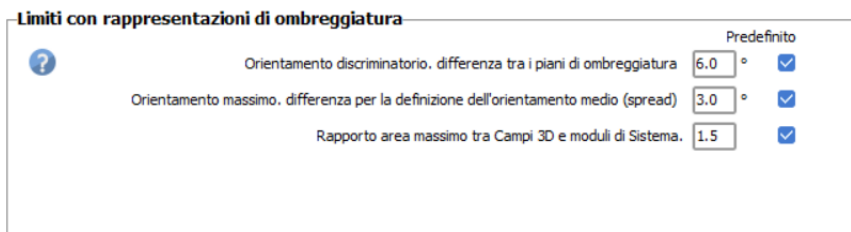


Figura 3: Limiti con rappresentazioni di ombreggiatura impostati nel software PVsyst

3.2 Orientamento e inclinazione dei moduli

I moduli saranno installati su trackers monoassiali, con asse Nord-Sud e con inclinazione Est/Ovest. In particolare, l'inclinazione massima dei trackers sarà pari a $+50^{\circ}/-50^{\circ}$, mentre l'azimuth sarà di 20° rispetto al Sud. Sarà applicata nella simulazione la strategia di backtracking, soluzione ampiamente utilizzata nelle strutture ad inseguimento: in pratica, quando iniziano gli ombreggiamenti reciproci, l'angolo di inseguimento non segue più il sole, ma torna indietro (diminuisce), in modo che non si verifichino ombreggiamenti.

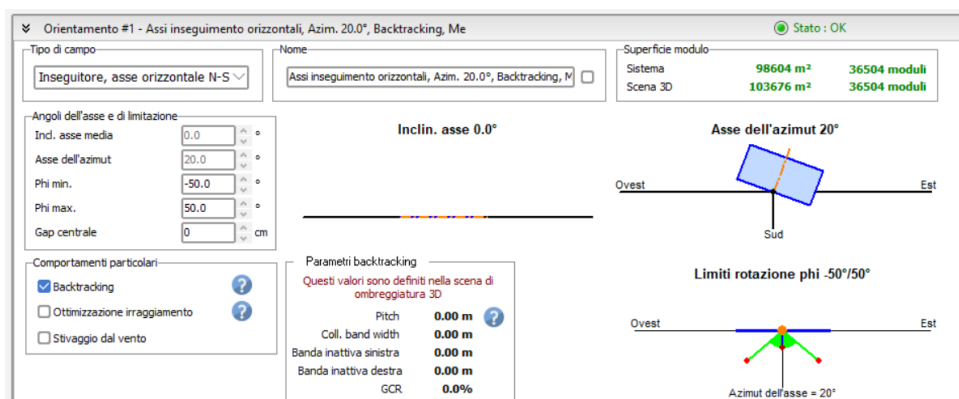


Figura 4: Definizione dell'orientamento nel software PVsyst

3.3 Definizione del sistema

Nel definire il sistema, si è inserito il numero di moduli appartenenti ad una determinata area, valutata la lunghezza delle stringhe sulla base dei tracker presenti (una stringa è costituita da 24 moduli) e inserito queste stringhe per ogni MPPT disponibile degli inverter prima proposti. La tabella qui sotto riportata riassume, per ogni Conversion Unit, quanto detto finora.

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
1.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.6	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.8	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.10	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	176			2.787,84	3.000,00	3.300,00	0,845

Tabella 3: Definizione stringhe per inverter – CU1

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
2.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.8	19	24	660	300,96	300	330	0,912
2.9	19	24	660	300,96	300	330	0,912
TOTALE	164			2.597,76	2.700,00	2.970,00	0,875

Tabella 4: Definizione stringhe per inverter – CU2

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
3.1	17	24	660	269,28	300	330	0,816
3.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	160			2.534,40	2.700,00	2.970,00	0,853

Tabella 5: Definizione stringhe per inverter – CU3

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
4.1	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.2	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.3	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.4	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.5	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.6	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.7	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.8	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.9	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	170			2.692,80	2.700,00	2.970,00	0,91

Tabella 6: Definizione stringhe per inverter – CU4

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
5.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.6	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.8	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.10	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	175			2.772,00	3.000,00	3.300,00	0,840

Tabella 7: Definizione stringhe per inverter – CU5

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
6.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.6	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.8	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.10	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	175			2.772,00	3.000,00	3.300,00	0,840

Tabella 8: Definizione stringhe per inverter – CU6

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
7.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.9	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	162			2.566,08	2.700,00	2.970,00	0,864

Tabella 9: Definizione stringhe per inverter – CU7

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
8.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.9	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	162			2.566,08	2.700,00	2.970,00	0,864

Tabella 10: Definizione stringhe per inverter – CU8

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
9.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
9.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
9.10	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	177			2.803,68	3.000,00	3.300,00	0,850

Tabella 11: Definizione stringhe per inverter – CU9

3.3.1 Modello bifacciale

Per quanto riguarda i dati relativi al modulo bifacciale, si è spuntata l'opzione "Usa illimitati modelli di trackers 2D", lasciando invariati i valori di default forniti da PVsyst.

Modello bifacciale

☐ Non usare nella simulazione

☐ Usa tettoie illimitate modello 2D

☒ Usa illimitati modelli di trackers 2D

Modelli 2D con tecniche pedagogiche
Altri modelli sono attualmente in costruzione:
- Modello generale secondo la scena 3D
- Irradiazione distribuita sul retro

Irradiazione incidente al suolo

Frazione del fascio al suolo Dalla posizione del sole, modello

Fattore di diffusione sul suolo % Dal modello 2D

Frazione trasparente della tettoia % non sensibile

Albedo dal suolo ☐ Valori mensili

Irradiazione riflessa sul retro

Fattore di forma % Dal modello 2D

Fattore ombreggiatura struttura % (0 = Nessuna ombra)

Comportamento del campo PV

Fattore di perdita per disadattamento %

Fattore bifaccialità modulo % Dal modulo PV

Figura 5: Definizione modello bifacciale nel software PVsyst

È stato, inoltre, possibile definire il pitch tra i trackers e l'altezza dei moduli da terra, come si evince dalla figura qui sotto.

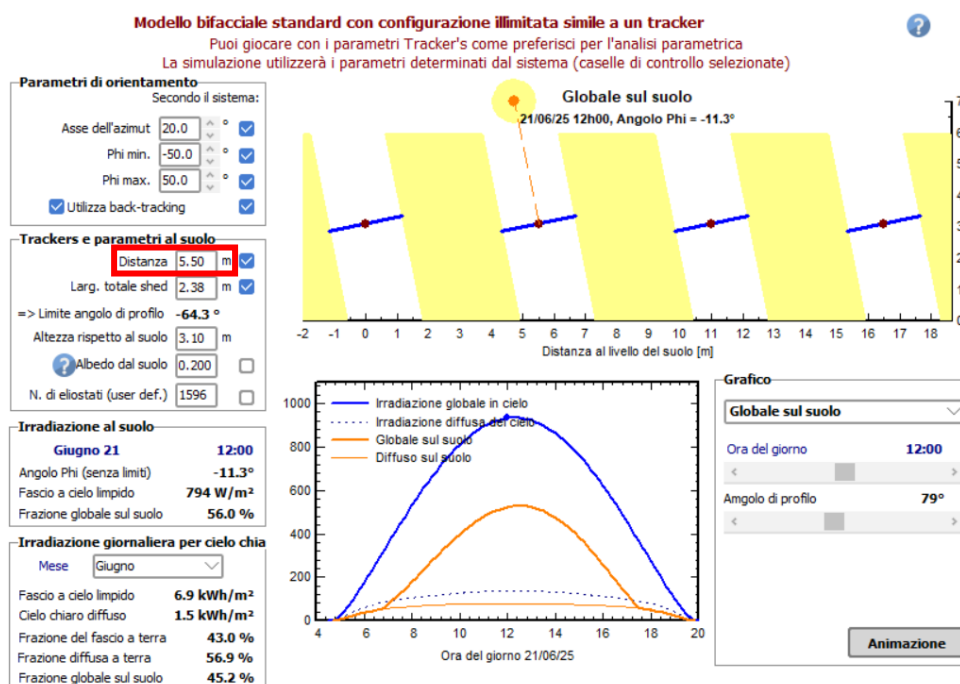



Figura 6: Definizione parametri trackers nel modello bifacciale

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 14 / 20
		Numero Revisione
		00

3.4 Definizione delle perdite

Per le perdite relative ai cavi DC, BT e MT, PVsyst determina tali valori sulla base di dati legati alla lunghezza, alla sezione e al tipo di conduttore dei cavi. Sono stati inseriti:

- lato DC: il valore percentuale delle perdite così come calcolato nella simulazione del software di calcolo Ampere;
- lato BT:
 - per quanto riguarda la lunghezza dei cavi, il valore medio delle distanze tra la singola CU e gli inverter ad essa sottesi;
 - per quanto riguarda la sezione del cavo, quella impostata nel software di calcolo Ampere, ovvero 3x(1x300) mm²;
 - per quanto riguarda il materiale del conduttore, si è impostato ovunque cavo in alluminio;
- lato MT: sono state inserite le distanze tra il trasformatore della singola Conversion Unit ed il punto di connessione dell'impianto alla RTN, oltre al materiale del conduttore (alluminio, in questo caso) ed alla sezione del cavo², ovvero 3x2(1x240) mm².

Mediante l'utilizzo del software PVsyst sono state stimate, inoltre, le perdite del sistema.

▪ Perdite per sporcamento dei moduli

Le perdite per sporcamento dei moduli sono causate dal materiale (qualunque tipo di residuo opaco) che si accumula sulla superficie dei moduli. Tale materiale è in grado di ridurre l'efficienza del sistema fotovoltaico, diminuendo la quantità di irraggiamento assorbita dai moduli fotovoltaici.

▪ Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1.000 W/m², risultando la stessa, in condizioni normali di esercizio, variabile in funzione, appunto, dell'irraggiamento. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:


$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

- I = irraggiamento in W/m²;
- η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1.000 W/m².

Queste perdite sono rilevanti in condizioni meteorologiche medie annue caratterizzate da giornate spesso nuvolose, mentre, in siti soleggiati, l'influenza di questo comportamento risulta più contenuta.

² Il report riporta una sezione di 500 mm², che è il doppio della sezione effettiva del cavo; questo perché, inserendo una sezione di 240 mm², PVsyst considera di default una terna di cavi 3x240 mm². Avendo impostato una sezione che è circa il doppio di quella reale, si riesce a considerare il fatto di avere due corde in parallelo per fase.

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 15 / 20
		Numero Revisione
		00

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito (si veda report PVsyst allegato).

▪ **Perdite per ombreggiamento**

Nella simulazione del presente progetto, si è inserita la scena 3D dell'impianto, elaborata mediante il software PVcase, in maniera da valutare in maniera quanto più veritiera possibile la strategia di backtracking.

▪ **Perdite per fattore IAM**

Le perdite per fattore IAM sono relative a riflessioni dell'irraggiamento in funzione del materiale di rivestimento (normalmente vetro temperato ad alto coefficiente di trasmissione con o senza trattamento antiriflesso) e dal tipo di installazione dei moduli (fissi o su strutture a inseguimento).

▪ **Perdite per temperatura**

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, infatti, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito.

▪ **Perdite per qualità del modulo**

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. Per ricavare la perdita si utilizza generalmente la formula:

$$\{t_{\min\%} + [0,5 * (t_{\min\%} - t_{\max\%})]\}$$

dove $t_{\min\%}$ e $t_{\max\%}$ sono, rispettivamente, i valori di tolleranza massima.

▪ **Perdite di mismatch nel generatore fotovoltaico**


Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, quindi, fra una stringa e l'altra.

▪ **Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici**

Il degrado è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. L'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione, infatti, la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

▪ **Perdite sul sistema di conversione**

Sono dovute alla curva di efficienza dei convertitori in funzione della potenza in uscita e, quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato e dallo schema di

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 16 / 20
		Numero Revisione
		00

trasformazione. Le perdite sono stimate in relazione al valore dell'efficienza europea della macchina installata.

▪ **Perdite per sottodimensionamento del sistema di conversione**

Tali perdite sono dovute al superamento da parte della potenza generata dai moduli fotovoltaici della potenza in ingresso ammessa dall'inverter. Tale superamento è concesso al di sotto di un valore che esprime la massima potenza ammissibile senza causare danni all'inverter. Durante il funzionamento, l'impianto può, talvolta, esprimere una potenza compresa tra la potenza ammessa dall'inverter e la massima potenza ammissibile: tale fenomeno si esprime in un taglio della potenza convertita dal sistema di conversione e, quindi, in una perdita.

▪ **Perdite al MPPT**

Tali perdite sono dovute all'efficienza con cui il sistema di conversione è in grado di inseguire il punto di massima potenza. Questo valore è solitamente dipendente dal livello di nuvolosità della località in esame ed è ottenuto da un'analisi del rapporto tra l'irraggiamento diretto e diffuso misurato su base annuale.

▪ **Disponibilità d'esercizio**

La disponibilità di esercizio non è un fattore tecnico di riduzione dell'efficienza ma è legato al concetto di Performance Ratio ('PR'). Tuttavia, il PR (e, quindi, la disponibilità), dal momento che risulta strettamente influenzato dai componenti selezionati, dalla progettazione e dal piano di manutenzione adottato, è un parametro legato alla manutenzione del sistema.

Nel report allegato alla presente relazione è disponibile un riepilogo delle perdite stimate e/o calcolate all'interno del software di simulazione PVsyst.


Fattori di perdita e parametri della simulazione:

Voce di perdita	Valore
Perdita di efficacia moduli	-0,7%
Fattore di perdita LID	2%
Perdite per mismatch del modulo	1,50%
Perdite per disadattamento voltaggio stringhe	0,1%
Perdite per sporcamento	2,5%
Perdite per circuiti ausiliari ³	10 W/kW

Tabella 12: Fattori di perdita utilizzati nella simulazione

Si è, inoltre, tenuto conto di un'indisponibilità del sistema di 3 giorni/anno (eventuale manutenzione ordinaria/ordinaria, pulizia dei moduli, ecc.).

³ Proporzionale alla potenza di uscita dell'inverter

	ID Documento Committente	Pagina 17 / 20
	H_054_FV_00015_BER	Numero Revisione
		00

Si riportano qui sotto alcuni screen del programma di simulazione relativi all'impostazione delle perdite.

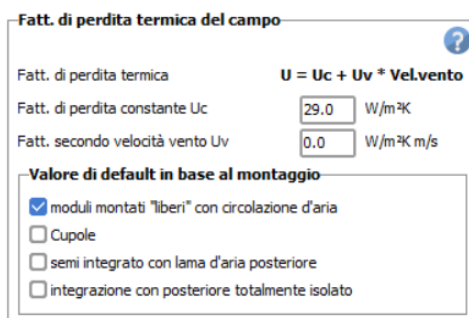


Figura 7: Definizione fattore di perdita termica del campo

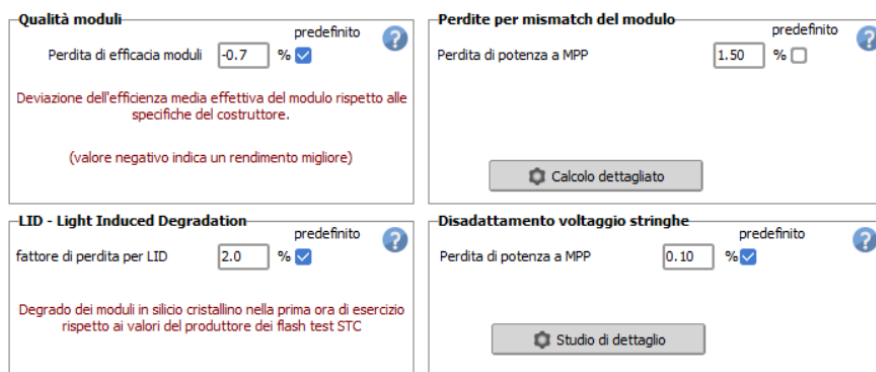


Figura 8: Definizione perdite qualità moduli, LID, mismatch del modulo, disadattamento voltaggio stringhe

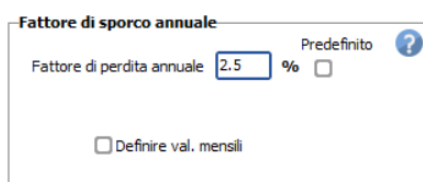


Figura 9: Fattore di sporco annuale

Perdite di energia per circuiti ausiliari

☒ Consumi ausiliari stabiliti

Ausiliari in esercizio (giorno)

Continue perdite ausiliarie (Ventilatori_ecc.) kW

... A partire dalla soglia della potenza d'uscita dell'inverter kW

Proporzionale alla potenza di uscita dell'inverter W/kW

... A partire dalla soglia della potenza d'uscita dell'inverter kW

perdite ausiliari notturne

consumo ausiliari notturno kW

Escludendo le perdite notturne dell'inverter :

Figura 10: Perdite per circuiti ausiliari

3.5 Risultati simulazione

Di seguito i risultati della simulazione della producibilità dell'impianto.

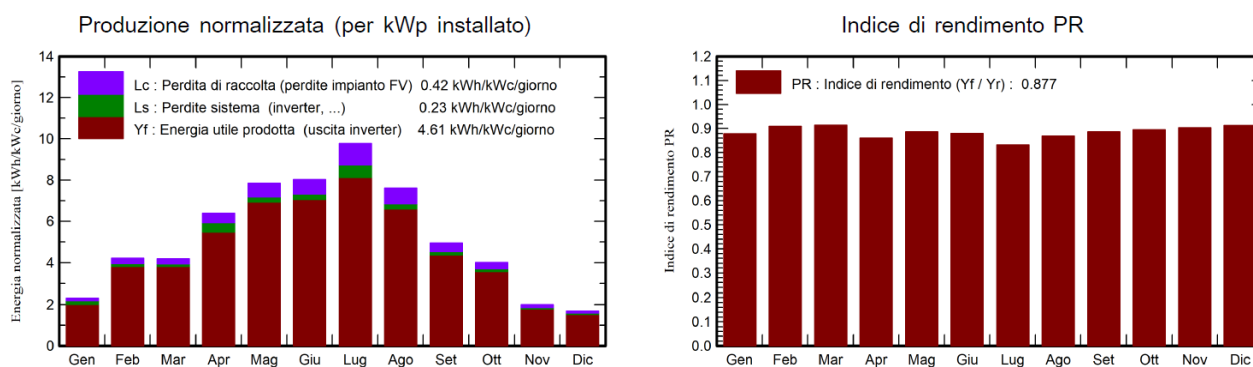



Figura 11: Risultati produzione normalizzata e indice PR

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 19 / 20
		Numero Revisione
		00

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	52.7	24.25	4.69	71.5	67.6	1637	1514	0.879
Febbraio	83.8	27.57	6.74	117.8	112.2	2670	2579	0.909
Marzo	102.9	48.75	8.19	129.5	122.9	2955	2851	0.914
Aprile	153.3	66.08	14.60	191.5	182.3	4298	3966	0.860
Maggio	192.4	70.28	18.23	243.3	232.3	5382	5190	0.885
Giugno	193.2	76.28	22.24	240.9	229.9	5295	5107	0.880
Luglio	233.8	68.98	26.73	303.0	290.1	6534	6075	0.832
Agosto	182.8	66.81	25.84	236.0	225.4	5122	4942	0.869
Settembre	117.2	52.91	20.44	148.5	141.2	3285	3169	0.886
Ottobre	94.1	39.75	14.62	124.2	117.9	2773	2676	0.895
Novembre	46.2	25.56	8.86	60.0	56.4	1356	1304	0.903
Dicembre	39.0	19.93	2.89	52.1	49.0	1194	1147	0.913
Anno	1491.5	587.14	14.55	1918.1	1827.2	42501	40520	0.877

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

Figura 12: Bilanci e risultati principali


La seguente tabella riassume, invece, i KPIs risultanti della simulazione, riferiti al primo anno di operatività dell'impianto.

Potenza di picco	24.092,64 kW _p
Producibilità specifica⁴	1.682 kWh/kW _p
Producibilità annua²	40.520 MWh/anno
Radiazione incidente	1.918,1 kWh/m ²
Performance Ratio (PR)	87,68%

Tabella 13: KPIs della simulazione

I risultati dell'analisi condotta sono in linea con le prestazioni dimostrate da impianti fotovoltaici di simile fattura dislocati in zone vicine, giustificando ampiamente la fattibilità del progetto.

⁴ i valori della producibilità specifica e della producibilità annua sono riferiti al primo anno di esercizio.

	ID Documento Committente H_054_FV_00015_BER	Pagina 20 / 20
		Numero Revisione
		00

4 Allegati

4.1 Report PVsyst

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Impianto Agrivoltaico Avanzato Bondeno

Variante: Pdc = 24.092,64 kWp - Pac = 25.500,00 kW

Trackers ad inseguimento con tecnologia di backtracking

Potenza di sistema: 24.09 MWc

Bondeno - Italia

Author

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

seingim



Progetto: Impianto Agrivoltaico Bondeno

seingim

Variante: Pdc = 24.092,64 kWp - Pac = 25.500,00 kW

PVsyst V8.0.6
VC0, Simulato su
05/02/25 13:40
con V8.0.6

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Bondeno	Latitudine 44.92 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 11.25 °E	
	Altitudine 1 m	
	Fuso orario UTC+1	
Dati meteo		
Bondeno		
PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Trackers ad inseguimento con tecnologia di backtracking		
Orientamento #1	Ombre vicine	Bisogni dell'utente	
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S	Secondo le stringhe : Veloce (tavola)	Carico illimitato (rete)	
Azim. asse med. 20 °	Effetto elettrico 100 %		
Phi min / max. +/- 50 °			
Ombreggiamento diffuso tutti gli inseguitori			
Algoritmo dell'inseguimento			
Calcolo astronomico			
Backtracking attivato			
Informazione sistema			
Campo FV	Inverter		
Nr. di moduli 36504 unità	Numero di unità 85 unità		
Pnom totale 24.09 MWc	Pnom totale 25.50 MWac		
	Rapporto Pnom 0.945		

Sommario dei risultati

Energia prodotta	40520 MWh/anno	Prod. Specif.	1682 kWh/kWp/anno	Indice rendim. PR	87.68 %
------------------	----------------	---------------	-------------------	-------------------	---------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	8
Risultati principali	9
Diagramma perdite	10
Grafici predefiniti	11
Schema unifilare	12



Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento #1

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Azim. asse med. 20 °

Phi min / max. +/- 50 °

Ombreggiamento diffuso tutti gli inseguitori

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Trackers ad inseguimento con tecnologia di backtracking

Proprietà dei campi

N. di eliostati 1596 unità

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Dimensioni

Distanza eliostati 5.50 m

Larghezza collettori 2.38 m

GCR medio 43.3 %

Angolo limite indetreggiamento

Limiti di phi +/- 64.4 °

Parametri backtracking

Distanza tavole backtracking 5.43 m

Larghezza backtracking 2.38 m

Banda inattiva sinistra 0.00 m

Banda inattiva destra 0.00 m

GCR di backtracking 43.9 %

Scelta dei parametri: Automatico

Modelli utilizzati

Trasposizione

Diffuso

Circumsolare

Perez

Importato

separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Secondo le stringhe : Veloce (tavola)

Effetto elettrico 100 %

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Definizione sistema bifacciale

Orientamento #1

Sistema bifacciale

Modello Illimitati modelli trackers 2D

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 5.50 m

Ampiezza tracker 2.38 m

GCR 43.3 %

Altezza dell'asse dal suolo 3.10 m

N. di shed 1596 unità

Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.20

Fattore di Bifaccialità 70 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore

LONGi solar

Modello

LR7-72HYD-660M

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 660 Wp

Numero di moduli FV 36504 unità

Nominale (STC) 24.09 MWc

Inverter

Costruttore

Huawei Technologies

Modello

SUN2000-330KTL-H1

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 300 kWac

Numero di inverter 85 unità

Potenza totale 25500 kWac



PVsyst V8.0.6

VC0, Simulato su

05/02/25 13:40

con V8.0.6

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #1 - Conversion Unit 1

Numero di moduli FV	4224 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	2788 kWp	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	176 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2608 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.93
I mpp	2597 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #2 - Conversion Unit 2

Numero di moduli FV	3936 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	2598 kWp	Potenza totale	2700 kWac
Moduli	164 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2430 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.96
I mpp	2420 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #3 - Conversion Unit 3

Numero di moduli FV	3840 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	2534 kWp	Potenza totale	2700 kWac
Moduli	160 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2371 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	2361 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #4 - Conversion Unit 4

Numero di moduli FV	4080 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	2693 kWp	Potenza totale	2700 kWac
Moduli	170 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2519 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
I mpp	2509 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #5 - Conversion Unit 5

Numero di moduli FV	4200 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	2772 kWp	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	175 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2593 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.92
I mpp	2583 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #6 - Conversion Unit 6

Numero di moduli FV	4200 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	2772 kWp	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	175 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2593 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.92
I mpp	2583 A	Condivisione di potenza in questo inverter	



PVsyst V8.0.6

VC0, Simulato su

05/02/25 13:40

con V8.0.6

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #7 - Conversion Unit 7

Numero di moduli FV	3888 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	2566 kWp	Potenza totale	2700 kWac
Moduli	162 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2400 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	2391 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #8 - Conversion Unit 8

Numero di moduli FV	3888 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	2566 kWp	Potenza totale	2700 kWac
Moduli	162 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2400 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	2391 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Campo #9 - Conversion Unit 9

Numero di moduli FV	4248 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	2804 kWp	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	177 stringa x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2622 kWp	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1004 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.93
I mpp	2612 A	Condivisione di potenza in questo inverter	

Potenza PV totale

Nominale (STC)	24093 kWp	Potenza totale inverter	
Totale	36504 moduli	Potenza totale	25500 kWac
Superficie modulo	98604 m²	Potenza max.	28050 kWac
		Numero di inverter	85 unità
		Rapporto Pnom	0.94

Perdite campo

Perdite per sporco campo	Fatt. di perdita termica	Perdita diodo di serie
Fraz. perdite 2.5 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento	Perdita di Tensione 0.7 V
	Uc (cost) 29.0 W/m²K	Fraz. perdite 0.1 % a STC
	Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s	
LID - Light Induced Degradation	Perdita di qualità moduli	Perdite per mismatch del modulo
Fraz. perdite 2.0 %	Fraz. perdite -0.8 %	Fraz. perdite 1.5 % a MPP
Perdita disadattamento Stringhe		
Fraz. perdite 0.1 %		

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.990	0.970	0.910	0.820	0.000



PVsyst V8.0.6
VC0, Simulato su
05/02/25 13:40
con V8.0.6

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio	0.45 mΩ		
Fraz. perdite	0.9 % a STC		
Campo #1 - Conversion Unit 1			
Res. globale campo	3.4 mΩ	Campo #2 - Conversion Unit 2	4.4 mΩ
Fraz. perdite	0.8 % a STC	Fraz. perdite	1.0 % a STC
Campo #3 - Conversion Unit 3			
Res. globale campo	4.6 mΩ	Campo #4 - Conversion Unit 4	4.2 mΩ
Fraz. perdite	1.0 % a STC	Fraz. perdite	1.0 % a STC
Campo #5 - Conversion Unit 5			
Res. globale campo	4.2 mΩ	Campo #6 - Conversion Unit 6	3.7 mΩ
Fraz. perdite	1.0 % a STC	Fraz. perdite	0.9 % a STC
Campo #7 - Conversion Unit 7			
Res. globale campo	3.9 mΩ	Campo #8 - Conversion Unit 8	4.0 mΩ
Fraz. perdite	0.9 % a STC	Fraz. perdite	0.9 % a STC
Campo #9 - Conversion Unit 9			
Res. globale campo	3.9 mΩ		
Fraz. perdite	0.9 % a STC		

Perdite sistema

indisponibilità del sistema	Perdite ausiliarie
frazione di tempo	Proporzionale alla potenza 10.0 W/kW
3.0 giorni,	0.0 kW dalla soglia di potenza
3 periodi	

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT			
Tensione inverter	800 Vac tri		
Fraz. perdite	0.34 % a STC		
Inverter: SUN2000-330KTL-H1			
Sezione cavi (85 Inv.)	All 85 x 3 x 300 mm ²		
Lunghezza media dei cavi	73 m		
Linea MV fino alla iniezione			
Vtaggio MV	30 kV		
Frazione perdita media	0.17 % a STC		
Campo #1 - Conversion Unit 1			
Conduttori	All 3 x 500 mm ²	Campo #2 - Conversion Unit 2	All 3 x 500 mm ²
Lunghezza	8700 m	Conduttori	8900 m
Campo #3 - Conversion Unit 3			
Conduttori	All 3 x 500 mm ²	Campo #4 - Conversion Unit 4	All 3 x 500 mm ²
Lunghezza	8900 m	Conduttori	9000 m
Campo #5 - Conversion Unit 5			
Conduttori	All 3 x 500 mm ²	Campo #6 - Conversion Unit 6	All 3 x 500 mm ²
Lunghezza	9200 m	Conduttori	9200 m
Campo #7 - Conversion Unit 7			
Conduttori	All 3 x 500 mm ²	Campo #8 - Conversion Unit 8	All 3 x 500 mm ²
Lunghezza	9500 m	Conduttori	9700 m
Campo #9 - Conversion Unit 9			
Conduttori	All 3 x 500 mm ²		
Lunghezza	9900 m		



PVsyst V8.0.6
VC0, Simulato su
05/02/25 13:40
con V8.0.6

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV			
Media tensione	30 kV		
9 identico MV trasfo.			
Trasformatore da schede tecniche		Perdite di operazione in STC (sistema intero)	
Potenza nominale	3300 kVA	Num. di transfs MT identici	9
Iron Loss	2.00 kVA	Potenza nominale a STC	2.74 MVA
Frazione di perdite a vuoto	0.06 % Del PNom	Perdite vuoto	2.00 kVA
Perdite carico	28.00 kVA	Frazione di perdite a vuoto	0.07 % a STC
Frazione di perdite a carico	0.85 % a PNom	Perdite carico	19.37 kVA
Resistenza equivalente induttori	3 x 1.65 mΩ	Frazione di perdite a carico	0.71 % a STC



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

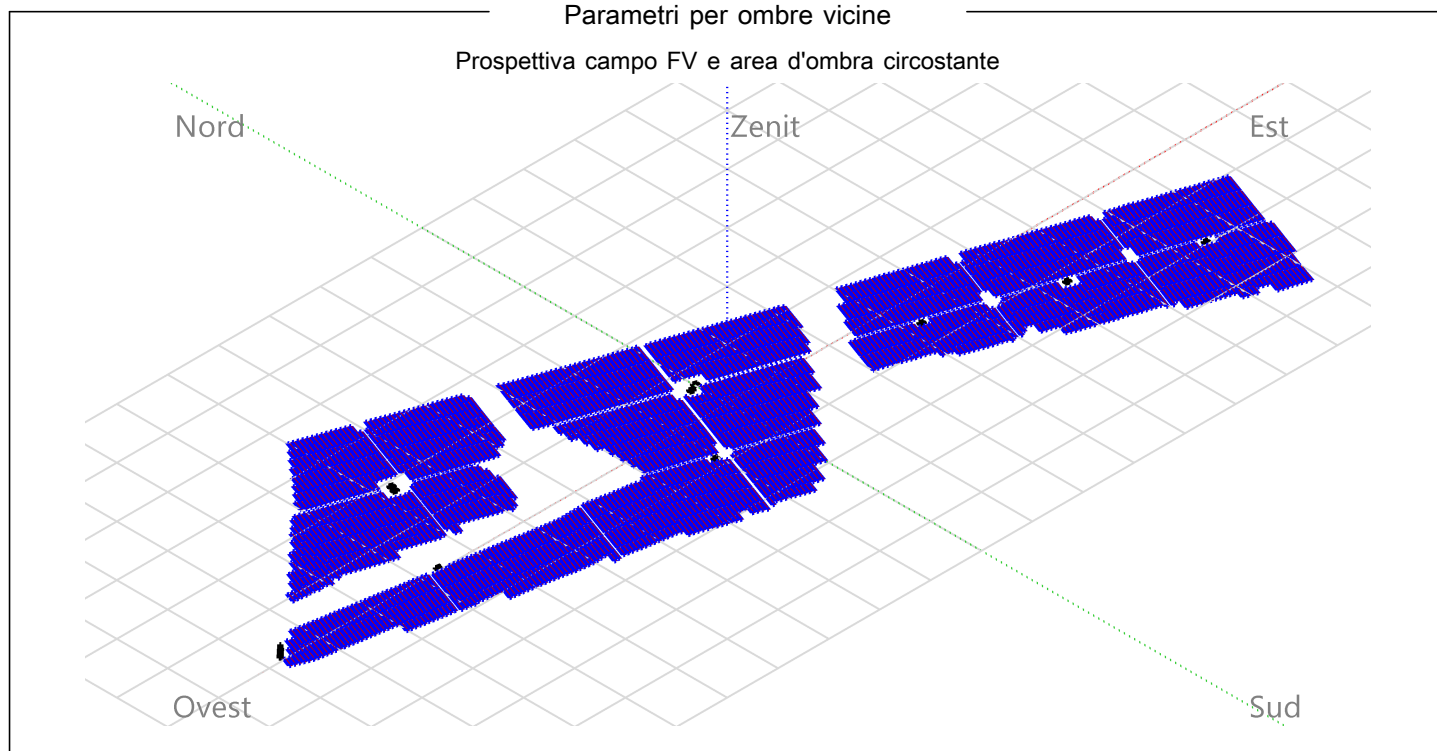
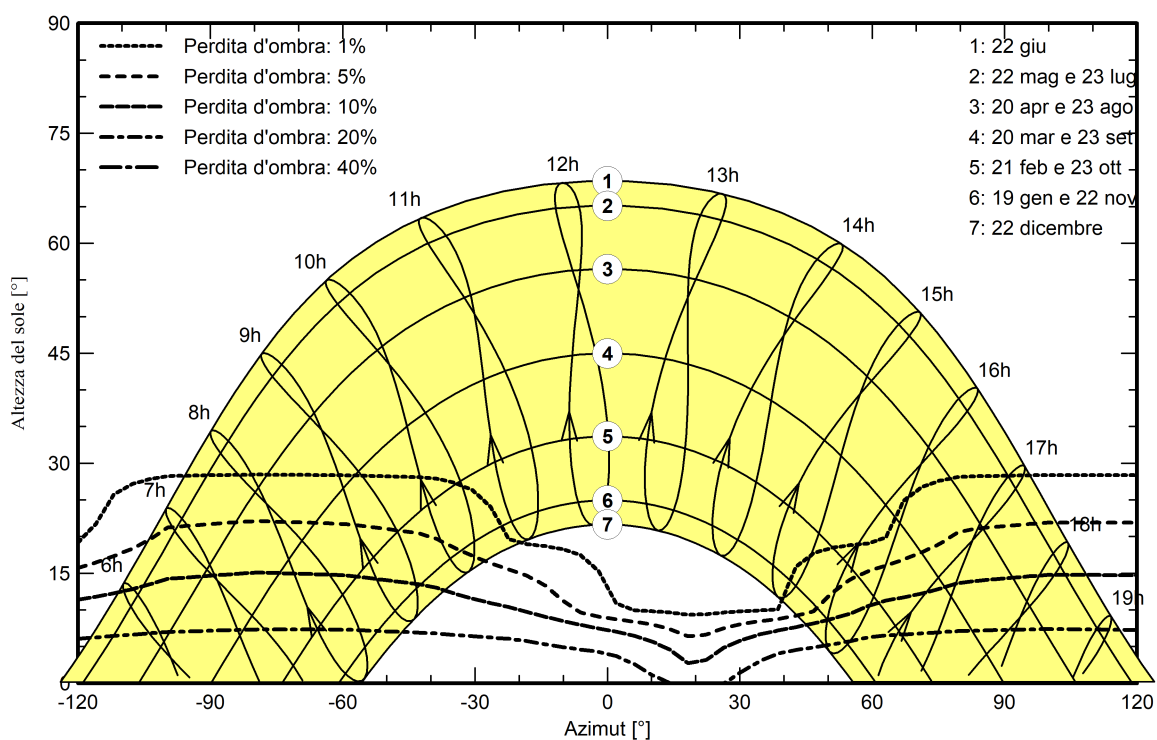


Diagramma iso-ombra

Orientamento #1





Progetto: Impianto Agrivoltaico Bondeno

seingim

Variente: Pdc = 24.092,64 kWp - Pac = 25.500,00 kW

PVsyst V8.0.6

VC0, Simulato su

05/02/25 13:40

con V8.0.6

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

40520 MWh/anno

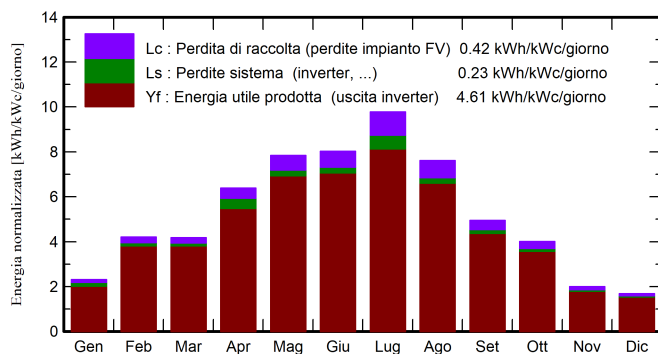
Prod. Specif.

1682 kWh/kWp/anno

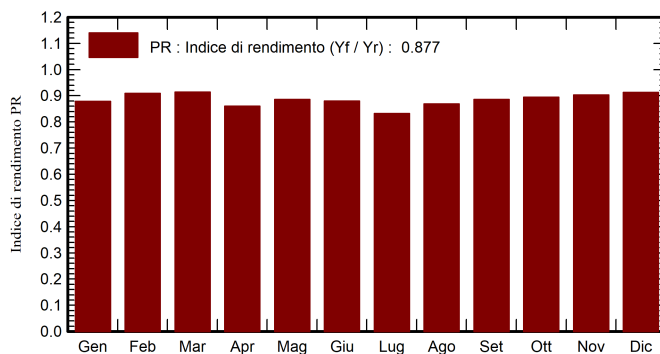
Indice rendim. PR

87.68 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	52.7	24.25	4.69	71.5	67.6	1637	1514	0.879
Febbraio	83.8	27.57	6.74	117.8	112.2	2670	2579	0.909
Marzo	102.9	48.75	8.19	129.5	122.9	2955	2851	0.914
Aprile	153.3	66.08	14.60	191.5	182.3	4298	3966	0.860
Maggio	192.4	70.28	18.23	243.3	232.3	5382	5190	0.885
Giugno	193.2	76.28	22.24	240.9	229.9	5295	5107	0.880
Luglio	233.8	68.98	26.73	303.0	290.1	6534	6075	0.832
Agosto	182.8	66.81	25.84	236.0	225.4	5122	4942	0.869
Settembre	117.2	52.91	20.44	148.5	141.2	3285	3169	0.886
Ottobre	94.1	39.75	14.62	124.2	117.9	2773	2676	0.895
Novembre	46.2	25.56	8.86	60.0	56.4	1356	1304	0.903
Dicembre	39.0	19.93	2.89	52.1	49.0	1194	1147	0.913
Anno	1491.5	587.14	14.55	1918.1	1827.2	42501	40520	0.877

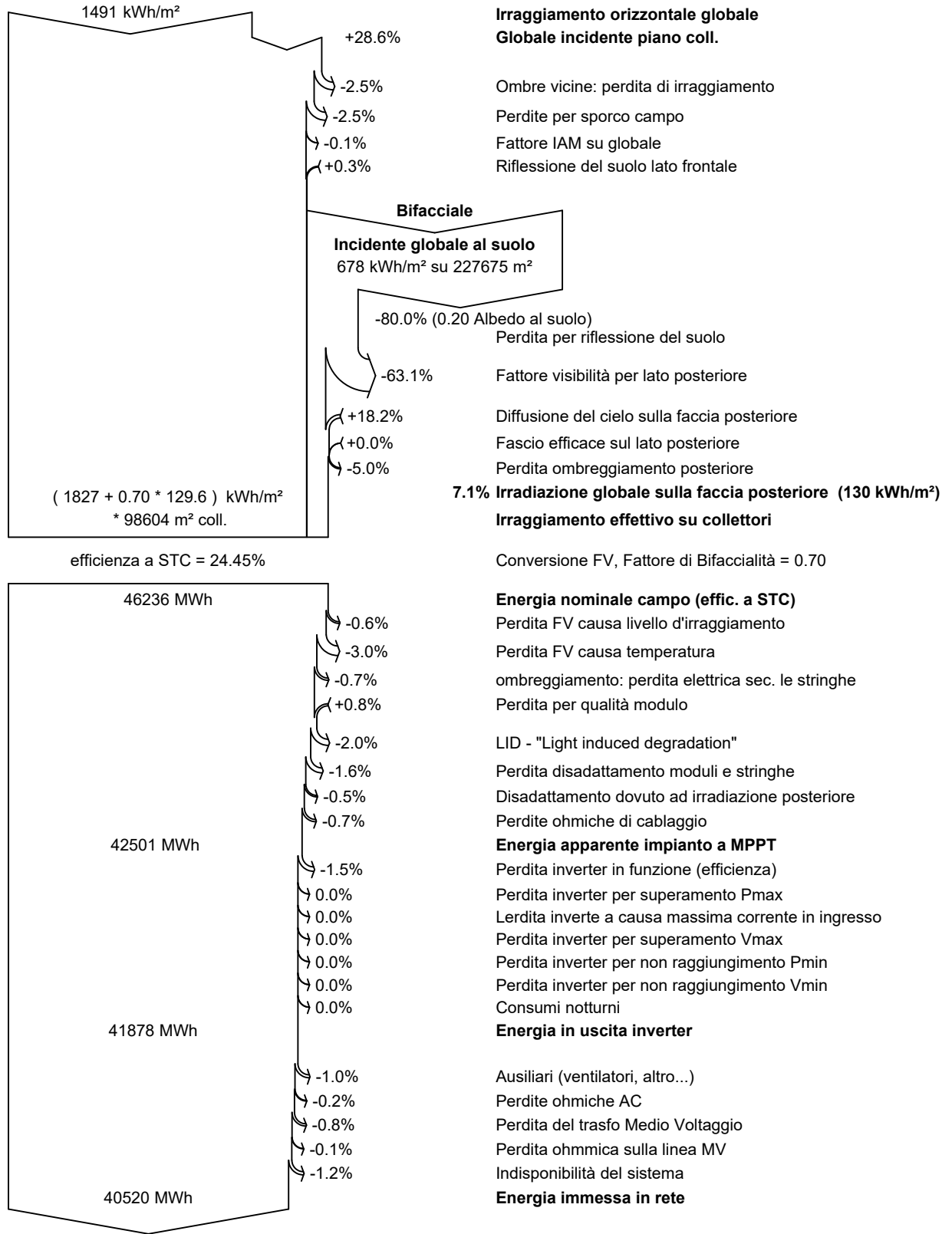
Legenda

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





PVsyst V8.0.6
VC0, Simulato su
05/02/25 13:40
con V8.0.6

Progetto: Impianto Agrivoltaico Bondeno

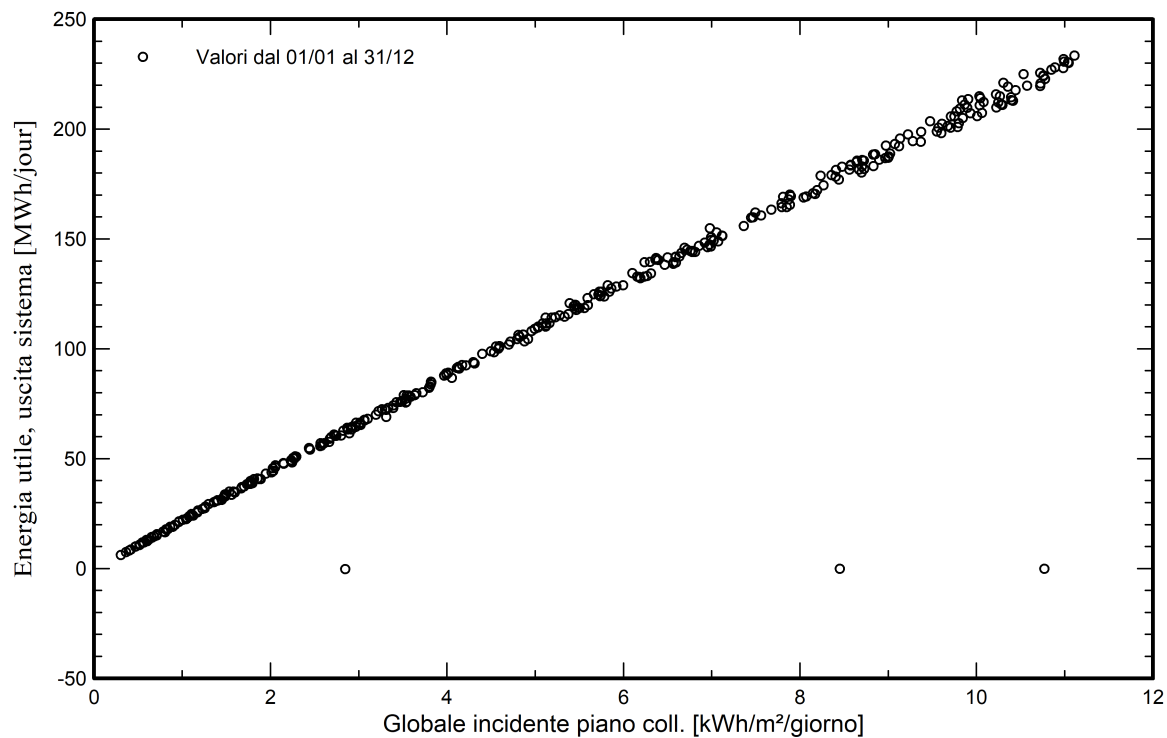
Variante: Pdc = 24.092,64 kWp - Pac = 25.500,00 kW

seingim

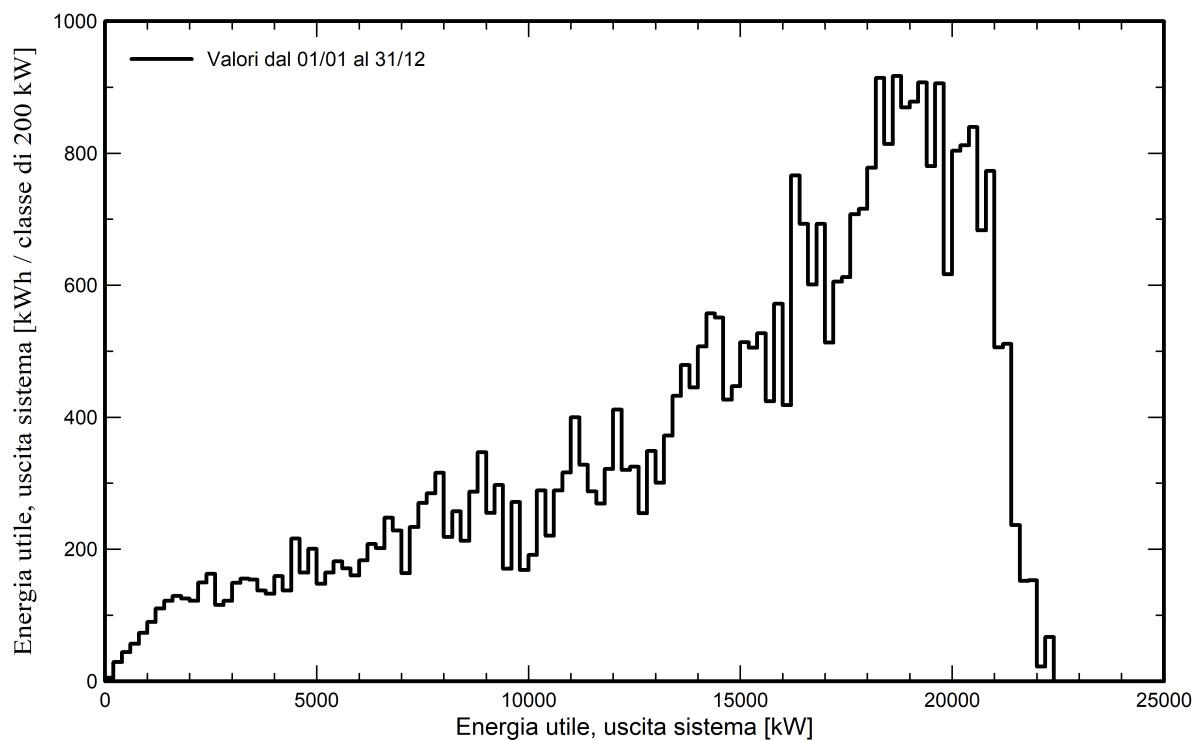
SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



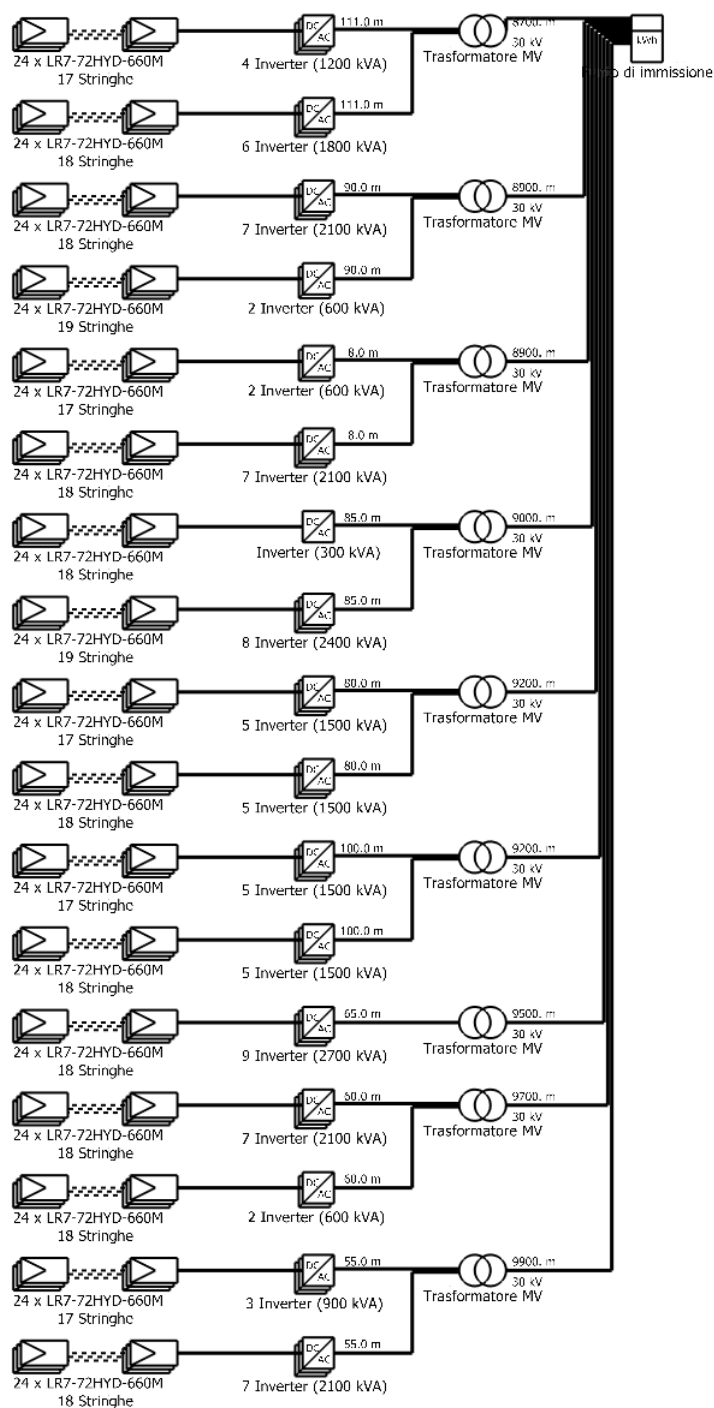
Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V8.0.6
VC0, Simulato su
05/02/25 13:40
con V8.0.6

Schema unifilare



Modulo FV	LR7-72HYD-660M
Inverter	SUN2000-330KTL-H1
Stringa	24 x LR7-72HYD-660M

seingim

Impianto Agrivoltaico Bondeno

SEINGIM GLOBAL
SERVICE S.r.l. (Ital

VC0 : Pdc = 24.092,64 kWp - Pac = 25
.500,00 kW

05/02/25