

# IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO "SCLAFANI"

REGIONE SICILIANA  
CITTÀ METROPOLITANA DI PALERMO  
COMUNE DI SCLAFANI BAGNI



OGGETTO:

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO  
DI POTENZA IN DC PARI A 50,646 MWp (49,008 MW IN IMMISSIONE)  
E DI TUTTE LE OPERE ED INFRASTRUTTURE CONNESSE



## PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO:  
**STIMA DI PRODUCIBILITA'**

COMMITTENTE:	SVILUPPATORE:	PROGETTISTA:
<i>SCLAFANI SRL</i>	 TERRA AUREA	 Dottore Magistrale in Ingegneria <b>LUIGI CORSARO</b> Ingegnere Industriale SEZIONE A N° ISCRIZIONE 22986
REVISIONE: Rev 00	CODICE IMPIANTO: SCLA - 01	CODICE ELABORATO: CF.02
Formato: A4	CP TERNA: 202201929	Data: 27/06/2023

TIMBRO DELL'ENTE AUTORIZZANTE:



---

## INDICE

1	PREMESSA .....	3
2	INTRODUZIONE .....	5
3	DATI CLIMATICI .....	6
4	RISULTATI.....	7
5	RICADUTE AMBIENTALI .....	7
6	ALLEGATO .....	8

## INDICE DELLE FIGURE

*Figura 1. Schema funzionamento Back-Tracking* ..... 5

## INDICE DELLE TABELLE

*Tabella 1. Dati Generali Società Proponente*..... 3

*Tabella 2. Dati metereologici di irraggiamento per il sito di progetto*..... 6

*Tabella 3. Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta* ..... 7

*Tabella 4. Mancate emissioni di inquinanti (riferite alla P50)* ..... 8

## 1 PREMESSA

Il Presente documento è redatto quale allegato alla documentazione per l’autorizzazione relativa ad un Impianto Agro-Fotovoltaico (o anche detto Agrivoltaico), denominato “Sclafani”, con potenza di picco pari a 50,646 MWp e potenza in immissione richiesta pari a 49,011 MW, nonché a tutte le opere ed infrastrutture connesse, da installare nel Comune di Sclafani Bagni (PA), ai fini della costruzione di un impianto conforme alle vigenti prescrizioni di legge.

L’Impianto Agro-Fotovoltaico sarà del tipo Grid-Connected e l’energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, con allaccio in Alta Tensione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

In particolare, la Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dall’ente gestore prevede che l’impianto: *“venga collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, e da ricollegare alla linea 150 kV compresa tra le stazioni RTN di Ciminna e Cammarata”*.

Il campo agro-fotovoltaico sarà suddiviso in 7 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici mono-facciali aventi potenza nominale pari a 700 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento solare mono-assiali *“tracker”*; ogni sottocampo prevede una stazione di conversione e trasformazione dell’energia elettrica detta *“Power Station”*. Tutte le Power Station portano la potenza prodotta ad una Cabina di Raccolta e Misura a 30 kV. Infine, tramite delle linee elettriche a 30 kV in cavo interrato si ottiene l’interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura con la Sottostazione elettrica d’utente *“SSE”* che permetterà la connessione alla futura SE di Terna 380/150/36 kV.

Il Produttore e Soggetto Responsabile, è la Società *“Sclafani S.r.l.”*, la quale dispone della disponibilità giuridica dell’area su cui sorgerà l’Impianto in oggetto.

### **DATI GENERALI RELATIVI ALLA SOCIETA' PROPONENTE**

Ragione Sociale:	Sclafani S.r.l.
Sede Legale:	Palermo (PA) Via Quintino Sella 77 - 90139
P.IVA e C.F.:	07075810825

**Tabella 1. Dati Generali Società Proponente**

Il Progetto prevede la realizzazione di un Parco Agro-Fotovoltaico, costituito cioè da un Parco Fotovoltaico integrato con l’attività agricola, ecocompatibile e sostenibile.

Il Progetto si propone di trasformare un sito prettamente agricolo, in un Parco dove Energia solare e Produzione agricola saranno perfettamente integrati e compatibili.

Come sarà meglio approfondito negli Studi ambientali e agronomici, l'Agrivoltaico "Sclafani" nascerà su un'area dove:

- si produrrà energia elettrica a basso costo dalla radiazione solare;
- si produrrà energia per i suoli (azoto);
- verranno migliorate le biodiversità;
- verrà praticata l'agricoltura professionale e di precisione;
- verranno migliorate le zone destinate al pascolo;
- si investirà nell'economia locale della Sicilia, in modo da:
  - o conservare i suoli;
  - o evitare l'inquinamento dell'acqua, del terreno e della catena alimentare da prodotti chimici utilizzati in agricoltura;
  - o limitare la desertificazione e l'erosione dei versanti;
  - o stimolare la crescita di habitat;
  - o preservare e riqualificare l'area naturale esistente, incluse le aree per l'avifauna. La preclusione parziale al pascolo riporterà il territorio verso la naturale evoluzione, facilitando la sosta dell'avifauna e le biodiversità;
  - o catturare "CO" con le nuove fasce arboree e con le nuove coltivazioni evitando la produzione di nuova CO<sub>2</sub>;
  - o creare nuovi posti di lavoro ecosostenibili e locali e dando inizio alla Transizione Ecologica avviata dal Governo Nazionale (cfr.PNRR);
  - o rivalorizzare la zona ad alto rischio di desertificazione, producendo energia pulita per decine di migliaia di famiglie.
  - o contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione che l'Italia deve assolutamente trarre entro il 2030 ed entro il 2050 (SEN, PNIEC, PNRR).

I moduli fotovoltaici saranno posti, nell'ambito di tecnologia innovativa, su strutture ad inseguimento (Trackers mono-assiali) tali da consentire la rotazione dei moduli stessi, in modo che non sia compromessa la continuità delle attività agricole e pastorali, ed anche sia implementata e riqualificata tutta l'Area.

La presenza di sistemi di monitoraggio, da remoto, consentirà di verificare l'impatto sulle colture, ma anche il risparmio idrico e la produttività sotto tutti gli aspetti della sostenibilità.

La coltivazione dei foraggi da Fienagione e delle colture trattate nella relazione agronomica, farà sì che nei prossimi trentacinque anni di uso "Agrivoltaico" i terreni andranno a migliorare le proprie condizioni naturali, creando anche significativi vantaggi per il clima.

La coltivazione avverrà sia con macchine ed attrezzature agricole tradizionali, sia mediante l'utilizzo di strumenti che permetteranno l'ottimizzazione e l'aumento della qualità e della produttività del

suolo, attraverso una serie di interventi mirati, un risultato che si può ottenere grazie a tecnologie sempre più avanzate.

## 2 INTRODUZIONE

Il presente studio costituisce la relazione di stima di producibilità energetica dell’impianto agro-fotovoltaico proposto. Tale stima è stata ottenuta caratterizzando l’impianto all’interno del software per sistemi fotovoltaici PVSyst.

Il progetto prevede l’installazione di 72.352 moduli fotovoltaici di potenza pari a 700 Wp. I moduli previsti sono i “Yangtze 700 Wp” o equivalenti e saranno installati su strutture atte a garantire la massima captazione di irraggiamento seguendo il percorso solare e consentendo, di conseguenza, ai moduli di essere sempre nella posizione ottimale di lavoro. Tali strutture sono dette “tracker” o “inseguitori solari”, proprio per questa loro caratteristica funzionale. I moduli sono divisi in stringhe e sono installati su ogni tracker in modo tale da far coincidere le strutture con le stringhe elettriche. I tracker/stringhe vengono quindi a loro volta raccolti in quadri di stringhe o “combiner box”, i quali semplificano il collegamento con le Power Station, sede dei principali componenti elettrici quali inverter, trasformatore, quadri di misura e controllo, protezioni principali.

La simulazione eseguita con il software prevede l’utilizzo della tecnica del Back Tracking, il quale consente di ridurre le perdite per auto-ombreggiamento, cioè le perdite da ombreggiamento indotto dai tracker stessi alle file retrostanti. Ciò avviene per mezzo di un sistema logico-adattivo che gestisce contemporaneamente piccoli gruppi di tracker, al fine di ottimizzare dunque le prestazioni del campo FV.

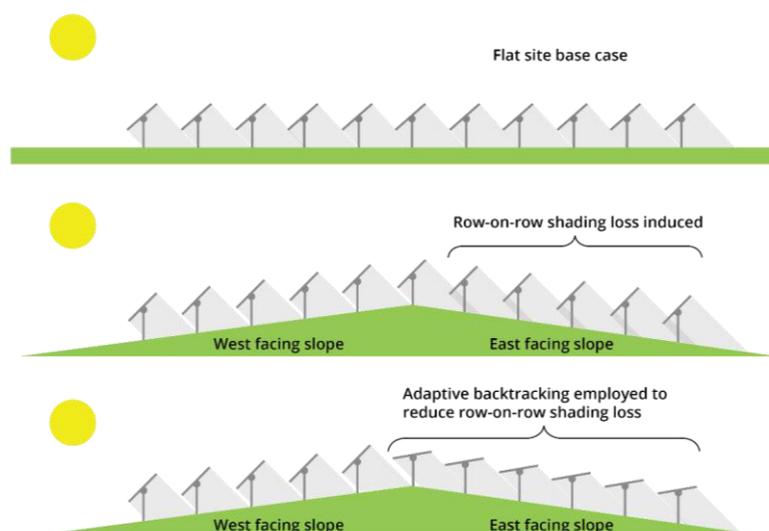


Figura 1. Schema funzionamento Back-Tracking

### 3 DATI CLIMATICI

Il PVGIS – PhotoVoltaic Geographical Information System è un sistema sviluppato dal JRC (Joint Research Centre) della Commissione Europea a partire dal 2001. Gli obiettivi principali del progetto sono:

- La ricerca scientifica ai fini della valutazione della risorsa energetica solare;
- Effettuare studi sui miglioramenti di performance dei sistemi fotovoltaici;
- La diffusione di conoscenze e dati riguardanti l’irraggiamento solare e le performance fotovoltaiche ad esso collegate.

Ad oggi la copertura territoriale dei database PVGIS riguarda la totalità dell’Europa e dell’Africa e gran parte dell’Asia e dell’America. Il PVGIS consente un accesso libero e gratuito ad una grande serie di dati:

- Potenziale fotovoltaico per diverse tecnologie e configurazioni di impianto, sia questo un impianto stand-alone che connesso alla rete;
- Dati di temperatura e radiazione solare, sia in forma di medie mensili che di profili giornalieri;
- Serie storiche dei valori orari di radiazione solare e performance FV;
- Dati TMY – Typical Meteorological Year per 9 differenti parametri climatici;
- Mappe stampabili dell’irraggiamento solare e della potenzialità fotovoltaica;

L’attendibilità dei dati PVGIS è internazionalmente riconosciuta, questi possono essere dunque utilizzati per l’elaborazione statistica della stima di radiazione solare del sito in progetto. Si riportano di seguito i dati meteorologici assunti:

	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
<b>January</b>	71.2	35.84	8.55	96.1	86.3	4072012	4012566	0.824
<b>February</b>	76.1	39.48	6.51	99.1	89.9	4276062	3744316	0.746
<b>March</b>	126.9	57.30	9.45	163.3	150.0	6998269	6900204	0.834
<b>April</b>	174.2	65.64	12.67	222.0	205.2	9460888	9326755	0.829
<b>May</b>	208.9	72.51	17.10	261.3	242.4	11036596	10882241	0.822
<b>June</b>	235.2	69.69	20.92	298.0	276.7	12431775	11004348	0.729
<b>July</b>	248.8	61.41	23.78	317.5	295.4	13132398	12952898	0.806
<b>August</b>	224.3	57.63	23.55	292.1	270.6	11962157	11800509	0.798
<b>September</b>	137.8	55.60	19.83	179.7	165.1	7448665	7341968	0.807
<b>October</b>	109.5	51.12	15.71	143.9	131.3	6059213	5974754	0.820
<b>November</b>	86.4	34.20	12.58	119.6	108.3	5057758	4987275	0.823
<b>December</b>	56.2	33.83	8.24	74.0	66.1	3132453	2906493	0.775
<b>Year</b>	1755.5	634.25	14.96	2266.7	2087.5	95068247	91834326	0.800

**Tabella 2. Dati meteorologici di irraggiamento per il sito di progetto**

## 4 RISULTATI

I risultati completi delle analisi di producibilità svolte sono mostrati nei report allegati alla presente relazione. Si riportano qui, brevemente, i risultati complessivi di produzione dell’impianto:

POTENZA DI PICCO (MW <sub>p</sub> )	50,65
POTENZA AC (MW <sub>AC</sub> )	49,01
ENERGIA PRODOTTA P50 (GWh/anno)	91,83
PRODUZIONE SPECIFICA P50 (kWh/kW <sub>p</sub> /anno)	1813
ENERGIA PRODOTTA P90 (GWh/anno)	88,20
PRODUZIONE SPECIFICA P90 (kWh/kW <sub>p</sub> /anno)	1742

Tabella 3. Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta

In base ai parametri impostati per le relative perdite di impianto, i componenti scelti e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, l’impianto agro-fotovoltaico proposto presenta un indice di rendimento (PR – Performance Ratio) pari a **80,00%**.

## 5 RICADUTE AMBIENTALI

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Le ulteriori ricadute ambientali del progetto possono essere analizzate in termini in inquinamento atmosferico mancato per la produzione di energia elettrica da fonti fossili, nello specifico si può far riferimento alle mancate emissioni<sup>1</sup> di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub>, stimate secondo i parametri mostrati in Tabella 4.

<sup>1</sup> <https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf>

Inquinante	Fattore di emissione specifico	Mancate Emissioni
CO <sub>2</sub> (Anidride Carbonica)	266,33 t <sub>eq</sub> /GWh	24'457,1 t <sub>eq</sub> /anno
NO <sub>x</sub> (Ossidi di Azoto)	0,2107 t/GWh	19,35 t/anno
SO <sub>x</sub> (Ossidi di Zolfo)	0,0481 t/GWh	4,42 t/anno
Combustibile <sup>2</sup>	0,000187 TEP/kWh	17'173,1 TEP/anno

Tabella 4. Mancate emissioni di inquinanti (riferite alla P50)

## 6 ALLEGATO

Al fine di validare i risultati riportati, si allega di seguito il report di output del Software di simulazione specialistica utilizzato PVSyst.

---

<sup>2</sup> Delibera EEN 3/2008 - ARERA

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Sclafani Bagni 700Wp 9,3 pitch

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 50.65 MWp

Sclafani Bagni - Italy



**PVsyst V7.2.21**

VCO, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Sclafani Bagni Italy	<b>Situation</b> Latitude 37.81 °N Longitude 13.86 °E Altitude 738 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Sclafani Bagni PVGIS api TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tracking system with backtracking</b>		<b>Near Shadings</b>
<b>PV Field Orientation</b> Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt 4.7 ° Avg axis azim. 0.0 °	<b>Tracking algorithm</b> Irradiance optimization Backtracking activated		According to strings Electrical effect 80 %
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 72352 units Pnom total 50.65 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 28 units Pnom total 49.01 MWac Pnom ratio 1.033		
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)			

**Results summary**

Produced Energy 91834326 kWh/year	Specific production 1813 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 80.00 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10

**PVsyst V7.2.21**

VCO, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Irradiance optimization	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	
Avg axis tilt	4.7 °		
Avg axis azim.	0.0 °		
		<b>Backtracking array</b>	
		Nb. of trackers	1397 units
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	9.30 m
		Collector width	4.82 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	51.8 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits	+/- 79.9 °
		Backtracking pitch	9.30 m
		Backtracking width	4.82 m
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	
Transposition	Perez	According to strings	
Diffuse	Imported	Electrical effect	80 %
Circumsolar	separate	<b>User's needs</b>	
<b>Horizon</b>		Unlimited load (grid)	
Free Horizon			

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Yangtze solar	Manufacturer	INGETEAM
Model	P-type 700Wp	Model	1800TL B690
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	1793 kWac
Number of PV modules	53200 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	37.24 MWp	Total power	35860 kWac
<b>Array #1 - Sottocampo A</b>		<b>Array #1 - Sottocampo A</b>	
Number of PV modules	10248 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7174 kWp	Total power	7172 kWac
Modules	366 Strings x 28 In series	Operating voltage	977-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	6693 kWp		
U mpp	1011 V		
I mpp	6624 A		
<b>Array #2 - Sottocampo B</b>		<b>Array #2 - Sottocampo B</b>	
Number of PV modules	10248 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7174 kWp	Total power	7172 kWac
Modules	366 Strings x 28 In series	Operating voltage	977-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	6693 kWp		
U mpp	1011 V		
I mpp	6624 A		

**PVsyst V7.2.21**

VCO, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**PV Array Characteristics****Array #5 - Sottocampo E**

Number of PV modules	10920 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7644 kWp	Total power	7172 kWac
Modules	390 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	977-1300 V
Pmpp	7132 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	1011 V		
I mpp	7058 A		

**Array #6 - Sottocampo F**

Number of PV modules	10920 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7644 kWp	Total power	7172 kWac
Modules	390 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	977-1300 V
Pmpp	7132 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	1011 V		
I mpp	7058 A		

**Array #7 - Sottocampo G**

Number of PV modules	10864 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7605 kWp	Total power	7172 kWac
Modules	388 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	977-1300 V
Pmpp	7096 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	1011 V		
I mpp	7022 A		

**Array #3 - Sottocampo C**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Yangtze solar	Manufacturer	INGETEAM
Model	P-type 700Wp	Model	1690TL B650
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	1689 kWac
Number of PV modules	9688 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	6782 kWp	Total power	6756 kWac
Modules	346 Strings x 28 In series	Operating voltage	921-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	6328 kWp		
U mpp	1011 V		
I mpp	6262 A		

**Array #4 - Sottocampo D**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Yangtze solar	Manufacturer	Ingeteam
Model	P-type 700Wp	Model	1600TL B615
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	1598 kWac
Number of PV modules	9464 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	6625 kWp	Total power	6392 kWac
Modules	338 Strings x 28 In series	Operating voltage	873-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.04
Pmpp	6181 kWp		
U mpp	1011 V		
I mpp	6117 A		

**PVsyst V7.2.21**

VC0, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**PV Array Characteristics****Total PV power**

Nominal (STC) 50646 kWp  
Total 72352 modules  
Module area 226259 m<sup>2</sup>

**Total inverter power**

Total power 49008 kWac  
Number of inverters 28 units  
Pnom ratio 1.03

**Array losses****Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 50.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Serie Diode Loss**

Voltage drop 0.7 V  
Loss Fraction 0.1 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -1.0 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 0.35 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Sottocampo A**

Global array res. 2.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Sottocampo B**

Global array res. 2.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - Sottocampo C**

Global array res. 2.6 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - Sottocampo D**

Global array res. 2.7 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #5 - Sottocampo E**

Global array res. 2.3 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #6 - Sottocampo F**

Global array res. 2.3 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #7 - Sottocampo G**

Global array res. 2.3 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**System losses****Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods

**Auxiliaries loss**

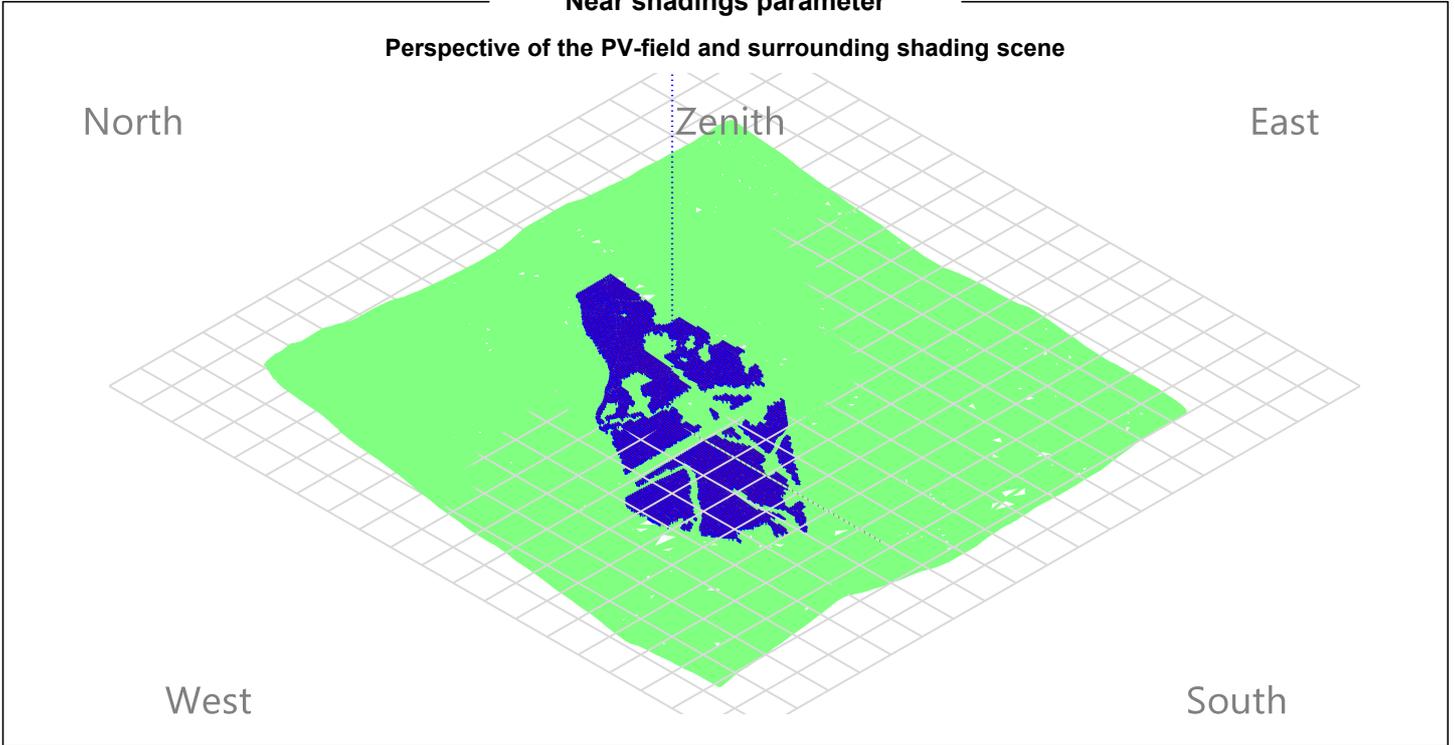


PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

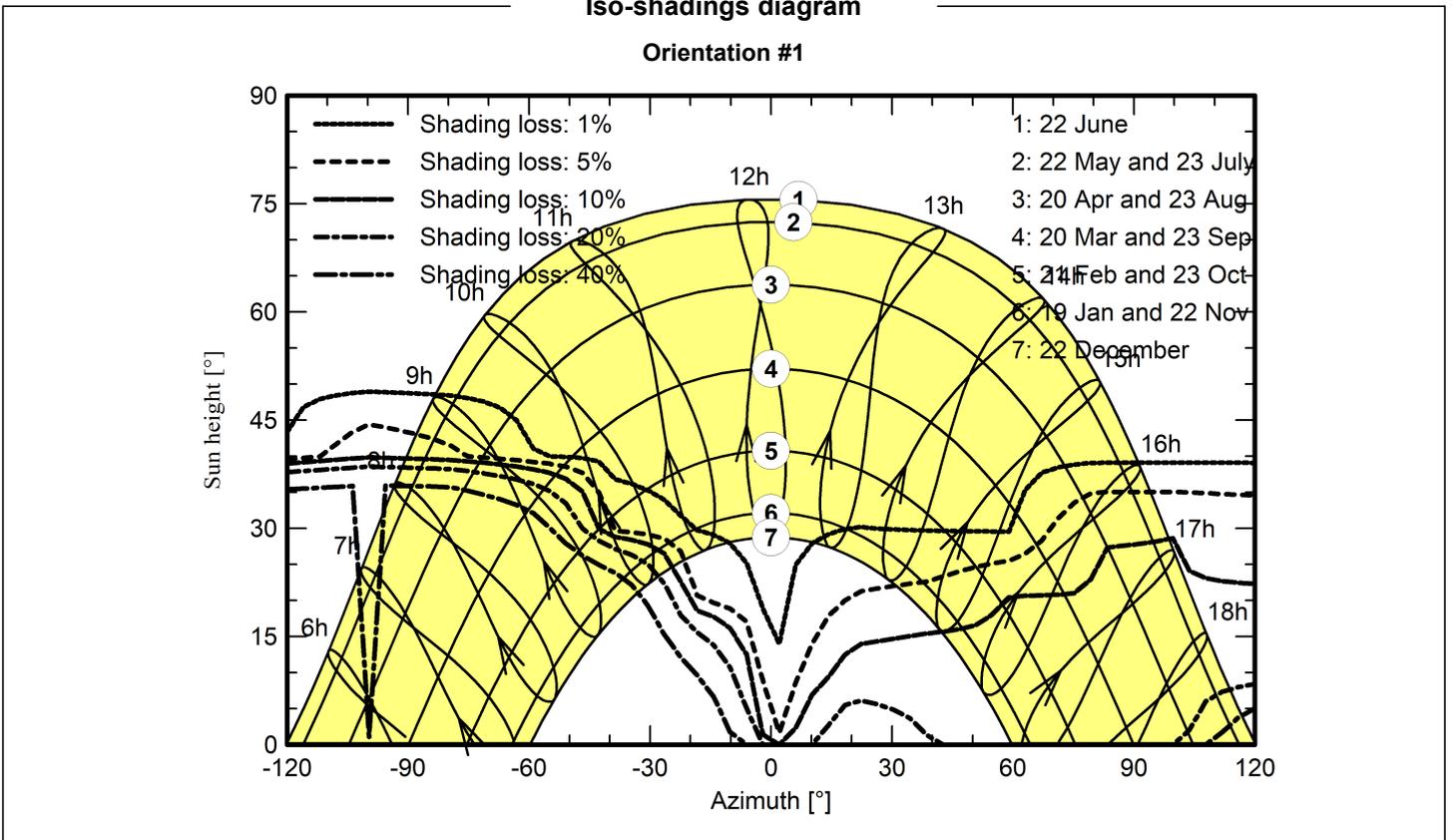
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





**PVsyst V7.2.21**

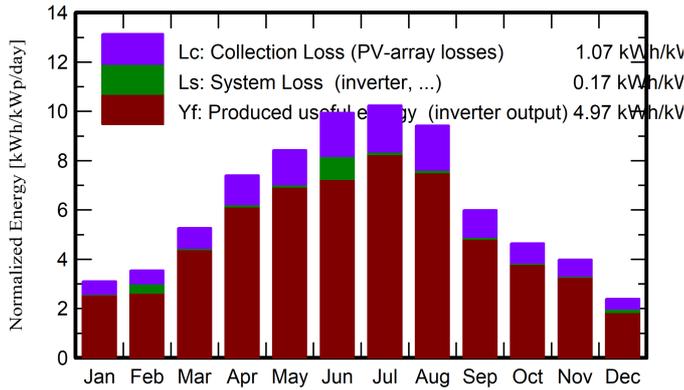
VCO, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**Main results**

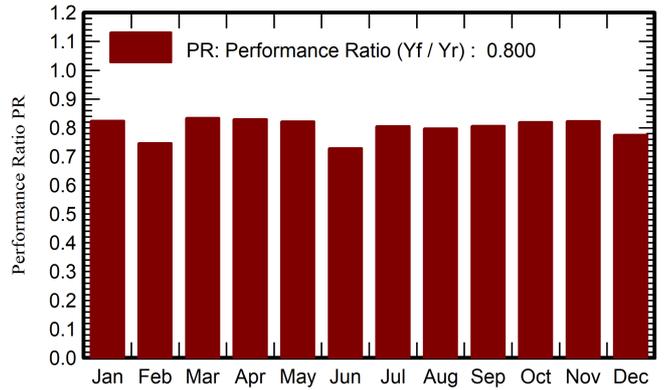
**System Production**

Produced Energy (P50) 1834326 kWh/year      Specific production (P50) 1813 kWh/kWp/year      Performance Ratio PR 80.00 %  
 Produced Energy (P90) 88.2 GWh/year      Specific production (P90) 1742 kWh/kWp/year  
 Produced Energy (P95) 87.2 GWh/year      Specific production (P95) 1721 kWh/kWp/year

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
<b>January</b>	71.2	35.84	8.55	96.1	86.3	4072012	4012566	0.824
<b>February</b>	76.1	39.48	6.51	99.1	89.9	4276062	3744316	0.746
<b>March</b>	126.9	57.30	9.45	163.3	150.0	6998269	6900204	0.834
<b>April</b>	174.2	65.64	12.67	222.0	205.2	9460888	9326755	0.829
<b>May</b>	208.9	72.51	17.10	261.3	242.4	11036596	10882241	0.822
<b>June</b>	235.2	69.69	20.92	298.0	276.7	12431775	11004348	0.729
<b>July</b>	248.8	61.41	23.78	317.5	295.4	13132398	12952898	0.806
<b>August</b>	224.3	57.63	23.55	292.1	270.6	11962157	11800509	0.798
<b>September</b>	137.8	55.60	19.83	179.7	165.1	7448665	7341968	0.807
<b>October</b>	109.5	51.12	15.71	143.9	131.3	6059213	5974754	0.820
<b>November</b>	86.4	34.20	12.58	119.6	108.3	5057758	4987275	0.823
<b>December</b>	56.2	33.83	8.24	74.0	66.1	3132453	2906493	0.775
<b>Year</b>	1755.5	634.25	14.96	2266.7	2087.5	95068247	91834326	0.800

**Legends**

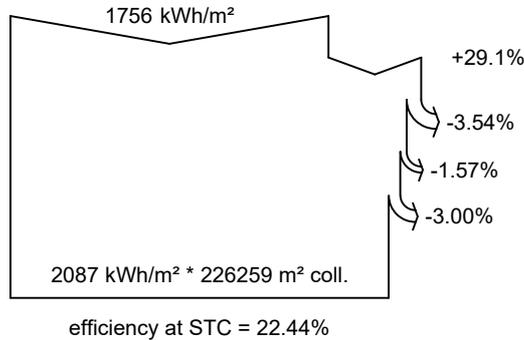
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



**PVsyst V7.2.21**

VC0, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**Loss diagram**



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

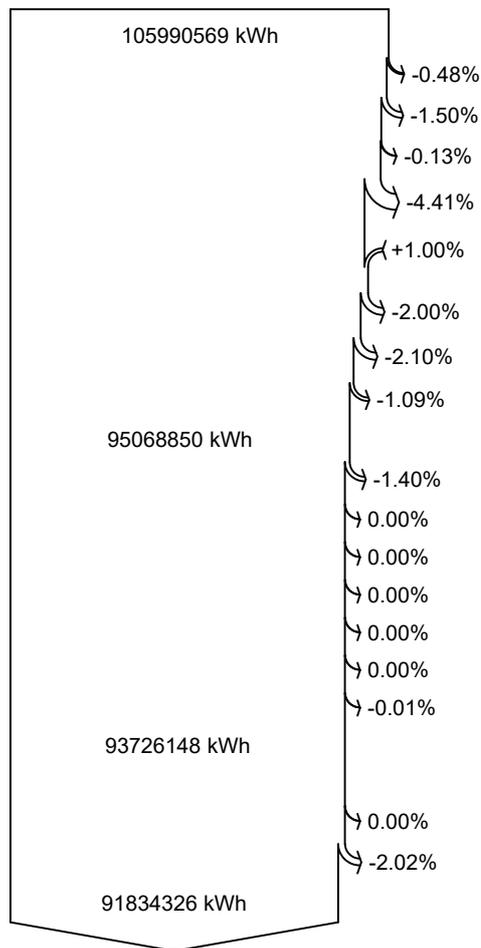
Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion



**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

Auxiliaries (fans, other)

System unavailability

**Energy injected into grid**

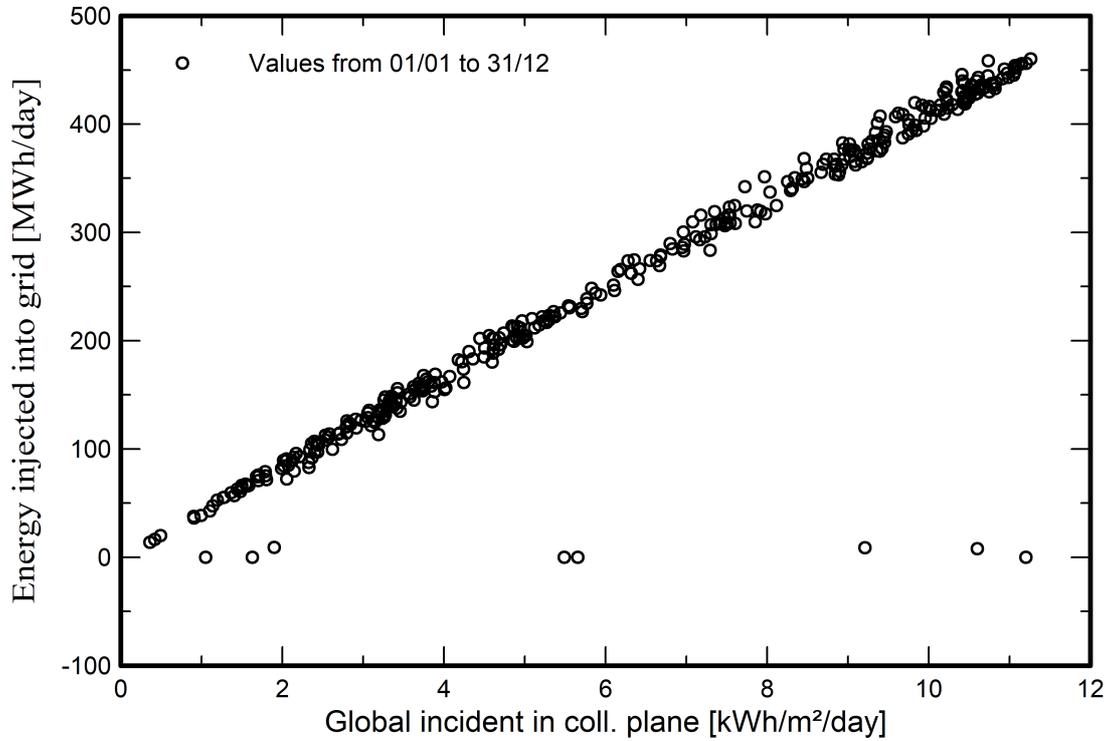


**PVsyst V7.2.21**

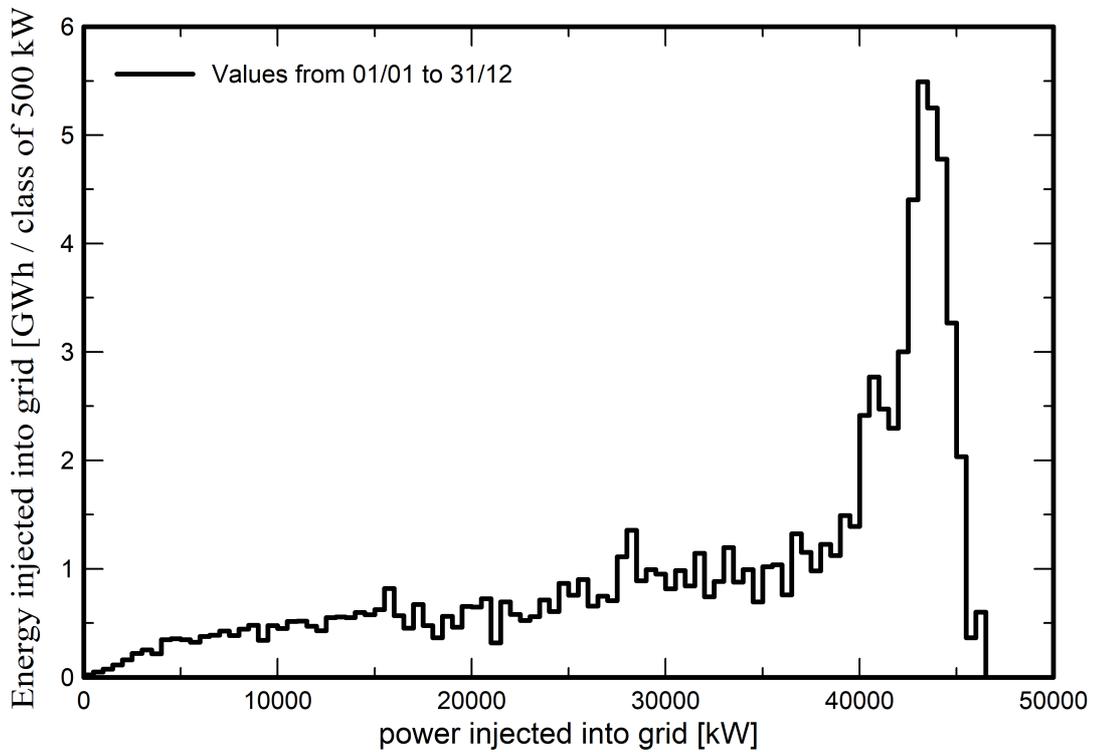
VC0, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**Special graphs**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**





**PVsyst V7.2.21**

VC0, Simulation date:  
10/02/23 19:53  
with v7.2.21

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source	PVGIS api TMY
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	2.5 %

**Specified Deviation**

Climate change	0.0 %
----------------	-------

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum)	3.1 %
-----------------------------	-------

**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

**Annual production probability**

Variability	2.83 GWh
P50	91.83 GWh
P90	88.20 GWh
P95	87.18 GWh

**Probability distribution**

