



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI CALTANISSETTA  
 COMUNE DI MAZZARINO



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MAZZARINO (CL), IN CONTRADA "PIANO LAGO" DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 50 MW DENOMINATO "ZIGOLO HV"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO



IMPIANTO  
 AGRIVOLTAICO  
 AVANZATO

LAOR  
 (Land Area  
 Occupation Ratio)  
 20%

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202203183	ZIGOLOHV_B36		08.05.2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

**HF SOLAR 19 S.r.l.**

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

Ing. D. Siracusa  
 Ing. A. Costantino  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Ing. G. Schillaci  
 Ing. G. Buffa  
 Ing. M.C. Musca

Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. A. Calandrino  
 Arch. G. Vella  
 Dott. Agr. B. Miciluzzo  
 Dott. Biol. M. Casisa

**HORIZONFIRM S.r.l.** - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
 PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da  
fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia  
fotovoltaica  
denominato  
“Zigolo HV”**

**Relazione di producibilità dell’impianto fotovoltaico**

## **Sommario**

1 Premessa.....	1
2 Descrizione generale dell'impianto .....	2
3 Report di producibilità.....	7
4 Calcolo delle Tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e delle tonnellate di anidride carbonica non emesse in atmosfera .....	17

# 1 Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del “*Progetto Definitivo*” di un impianto agrivoltaico che la Società **HF SOLAR 19 S.r.l.** intende realizzare nel territorio comunale di Mazzarino (CL) in località “Contrada Piano Lago” su quattro lotti di terreno distinti catastalmente come segue:

- Plot 1: Foglio 190 p.lle 10, 12, 70, 71, 80, 83, 103, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 122, 151, 154, 181, 185, 186, 188, 187, 190, 191, 192, 193 (N.C.T.) e Foglio 190 p.lle 194, 213 (N.C.F.);
- Plot 2: Foglio 191 p.lle 6, 7, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 35, 36, 37, 38; Foglio 192 p.la 34 (N.C.T.);
- Plot. 3: Foglio 193 p.lle 3, 4, 116, 120, 126, 134, 144, 154, 156, 164, 172; Foglio 194 p.lle 4, 39, 46, 52, 53, 55, 56, 54, 88 (N.C.T.);
- Plot. 4: Foglio 195 p.lle 8, 9, 10, 28, 12, 30, 31; Foglio 196 p.lle 4, 21, 20, 17, 22, 11 (N.C.T.).

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate alla presente l’impianto ha una potenza di picco pari a **53.343,36 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore di Rete con preventivo di connessione identificato con **Codice di Rintracciabilità 202203183**, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiaromonte Gulfi - Favara”.

Nel presente elaborato, viene riportato il report di producibilità energetica generato con l’ausilio del Software Specialistico PVsyst e, a partire dal quantitativo di energia elettrica prodotta, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO<sub>2</sub>/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08**, verranno calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e i kg di CO<sub>2</sub> non immessi in atmosfera.

## 2 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto agrivoltaico oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 19 S.r.l.** risulta suddiviso dieci sottocampi fotovoltaici ed ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **53.343,36 kWp**.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Huasun 720 Wp** costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze di conversione più elevate e, per ridurre i costi di manutenzione, inverter centralizzati SMA da 2500 kVA.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter centralizzati), il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

**Verifica della condizione 1** (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) [V]$$

dove  $N_s$  è il numero di moduli che costituiscono la stringa,  $U_{MAX\ modulo}(\theta_{min})$  è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{oc} (25^\circ C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc} (25^\circ C)$  è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc} (25^\circ C) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo  $U_{max\ inverter}$  la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 2** (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$  è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo  $U_{\text{MPPT}}$  la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove  $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$  è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 3** (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,
- temperatura  $\theta_{\text{max}}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$  è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

essendo  $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$  la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.



**Verifica della condizione 4** (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$  è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- $I_{\text{sc}}$  è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m<sup>2</sup>.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$  è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- $N_p$  è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$  è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli***, ottenendo esito positivo.

### 3 Report di producibilità

Con l'ausilio del software specialistico PVsyst, è stata simulata l'installazione di un impianto fotovoltaico sul sito oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 19 S.r.l.** avente le stesse caratteristiche di quello progettato (stesse tipologie di moduli, stesse tipologie di inverter, stesso numero di stringhe, stesso numero di stringhe per inverter, ecc...):

<b>PV Array</b>	
<b>PV module</b>	
Manufacturer	HUASUN
Model	HS-210-B132DS720-20230517
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	720 Wp
Number of PV modules	74088 units
Nominal (STC)	53.34 MWp
Modules	2646 string x 28 In series
<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	49.87 MWp
U mpp	1110 V
I mpp	44931 A
<b>Total PV power</b>	
Nominal (STC)	53343 kWp
Total	74088 modules
Module area	230143 m <sup>2</sup>

Lanciando la simulazione, è stato generato il report di producibilità in modo tale da quantificare l'energia elettrica potenzialmente prodotta e la produzione specifica:

**Energia elettrica prodotta = 92,8 GWh/anno**

**Produzione Specifica = 1740 kWh/kWc/anno**

Il report completo viene di seguito allegato.



Version 7.4.6

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Sheds on ground

System power: 53.34 MWp

San Cono - Italia

**Autore**  
Horizonfirm Srl (Italy)



## Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Horizonfirm Srl (Italy)

### PVsyst V7.4.6

VC7, Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

### Project summary

<b>Geographical Site</b> San Cono Italia	<b>Situation</b> Latitude 37.23 °N Longitude 14.34 °E Altitude 280 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Weather data</b> San Cono PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>  <b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 55 / 0 °	<b>Sheds on ground</b>  <b>Near Shadings</b> According to strings : Fast (table) Electrical effect 100 %	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 74088 units Pnom total 53.34 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 167 units Pnom total 50.10 MWac Pnom ratio 1.065	

### Results summary

Produced Energy 92800557 kWh/year	Specific production 1740 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.91 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9



## Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Horizonfirm Srl (Italy)

PVsyst V7.4.6

VC7. Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

### General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of sheds</b>	2800 units
Fixed plane		<b>Sizes</b>	
Tilt/Azimuth	55 / 0 °	Sheds spacing	5.00 m
		Collector width	2.38 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.7 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	28.5 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Average Height	3.0 °	According to strings : Fast (table)	
		Electrical effect	100 %
		<b>User's needs</b>	Unlimited load (grid)
<b>Bifacial system</b>			
Model	2D Calculation unlimited sheds		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing	5.00 m	Ground albedo	0.30
Sheds width	2.42 m	Bifaciality factor	85 %
Limit profile angle	28.5 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	48.5 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction	0.0 %

### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	HUASUN	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	HS-210-B132DS720-20230517	Model	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	720 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	74088 units	Number of inverters	167 units
Nominal (STC)	53.34 MWp	Total power	50100 kWac
Modules	2646 string x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	49.87 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	1110 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	44931 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	53343 kWp	Total power	50100 kWac
Total	74088 modules	Max. power	55110 kWac
Module area	230143 m²	Number of inverters	167 units
		Pnom ratio	1.06



## Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Horizonfirm Srl (Italy)

PVsyst V7.4.6

VC7. Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.80 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	3.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>Serie Diode Loss</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %			
Loss Fraction	0.1 % at STC							
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.992	0.976	0.922	0.855	0.726	0.477	0.000

### AC wiring losses

<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.05 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2</b>	
Wire section (167 Inv.)	Copper 167 x 3 x 95 mm²
Average wires length	108 m



## Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

PVsyst V7.4.6

VC7. Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

Horizonfirm Srl (Italy)

### Horizon definition

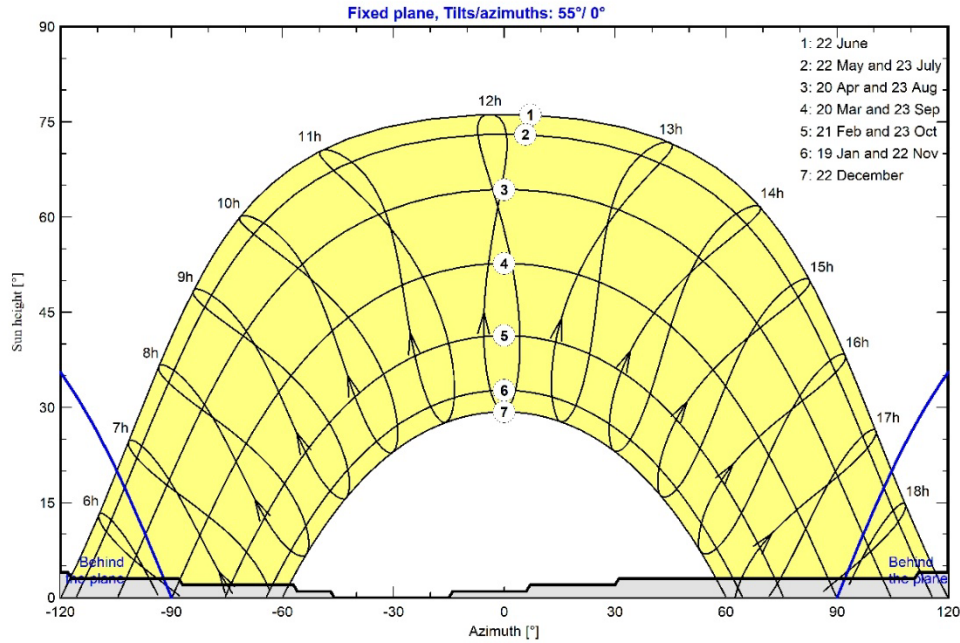
Orizzonte di Meteoronorm per Mazzarino, Lat. = 0.000°, Long. = 0.000°

Average Height	3.0 °	Albedo Factor	0.93
Diffuse Factor	0.98	Albedo Fraction	100 %

### Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-179	-178	-175	-174	-163	-162	-156	-155	-147	-146	-140	-139	-133
Height [°]	6.0	6.0	7.0	7.0	8.0	8.0	7.0	7.0	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0
Azimuth [°]	-132	-122	-121	-118	-117	-88	-87	-57	-56	-47	-46	-15	-14	6
Height [°]	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0
Azimuth [°]	7	30	31	111	112	147	148	165	166	172	173	178	179	180
Height [°]	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





PVsyst V7.4.6  
VC7, Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

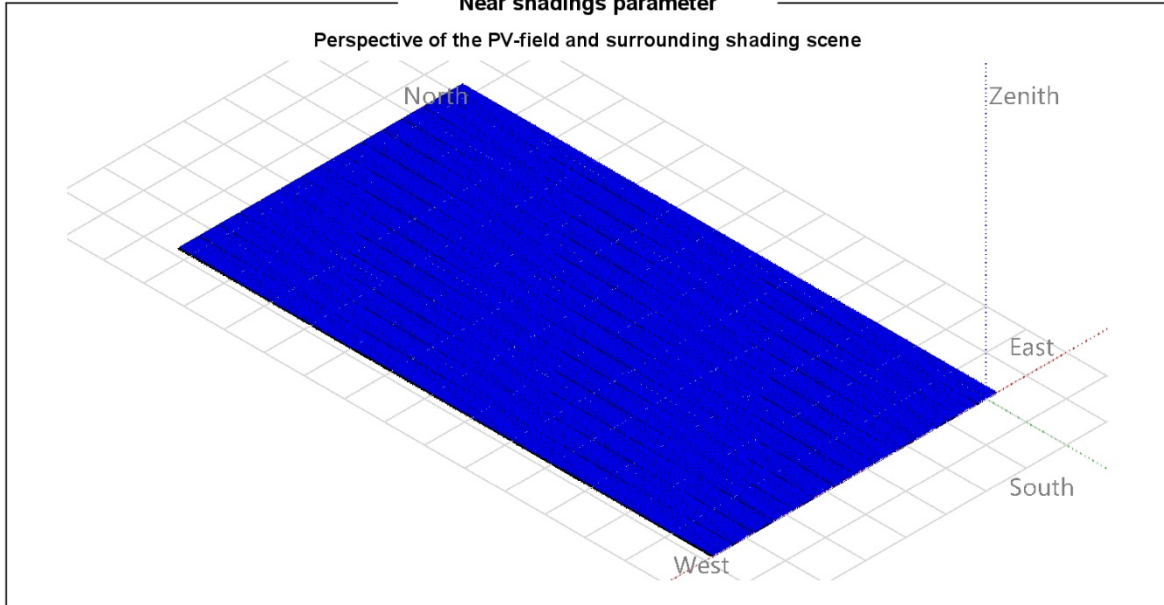
### Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Horizonfirm Srl (Italy)

#### Near shadings parameter

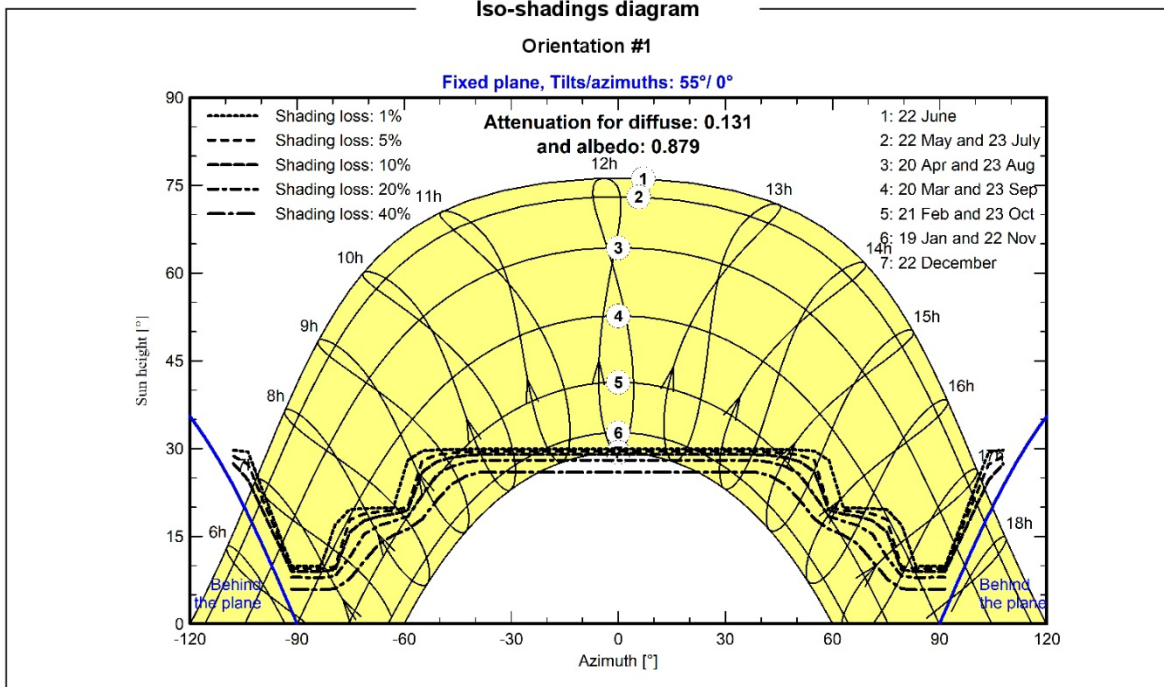
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



#### Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 55°/ 0°







## Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

PVsyst V7.4.6

VC7. Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

Horizonfirm Srl (Italy)

### Main results

#### System Production

Produced Energy

92800557 kWh/year

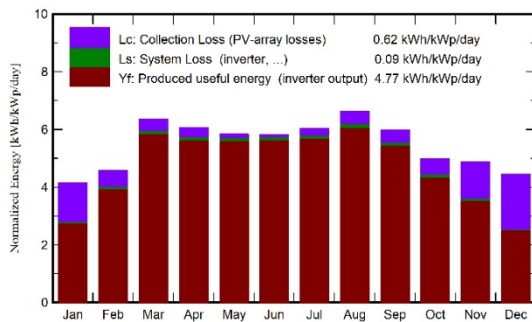
Specific production

1740 kWh/kWp/year

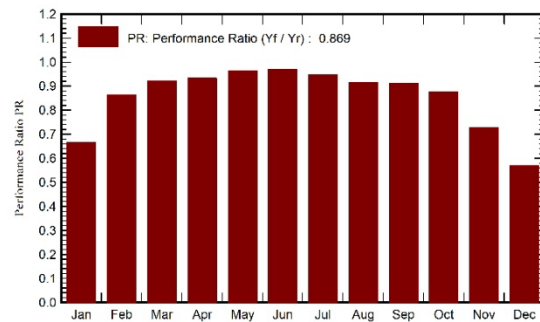
Perf. Ratio PR

86.91 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	74.3	34.79	5.15	128.8	111.8	4657958	4574921	0.666
February	88.3	37.54	5.21	128.1	117.7	6018844	5902397	0.864
March	160.5	51.59	10.61	197.4	185.0	9886210	9686493	0.920
April	188.7	64.36	15.66	181.7	168.8	9227807	9043872	0.933
May	223.7	71.94	16.72	180.9	166.8	9478210	9295268	0.963
June	236.9	67.98	21.49	174.4	160.4	9207194	9029513	0.971
July	244.8	60.03	25.42	186.9	172.8	9625032	9435120	0.947
August	226.9	56.54	24.91	205.7	192.0	10257236	10048365	0.916
September	162.0	59.64	20.30	179.4	167.0	8898708	8722728	0.911
October	113.3	48.14	15.99	154.4	142.8	7367838	7222561	0.877
November	86.4	34.55	12.89	146.3	131.0	5788525	5677282	0.727
December	72.5	32.54	8.74	137.5	115.1	4235947	4162037	0.567
Year	1878.3	619.64	15.32	2001.6	1831.3	94649510	92800557	0.869

#### 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		



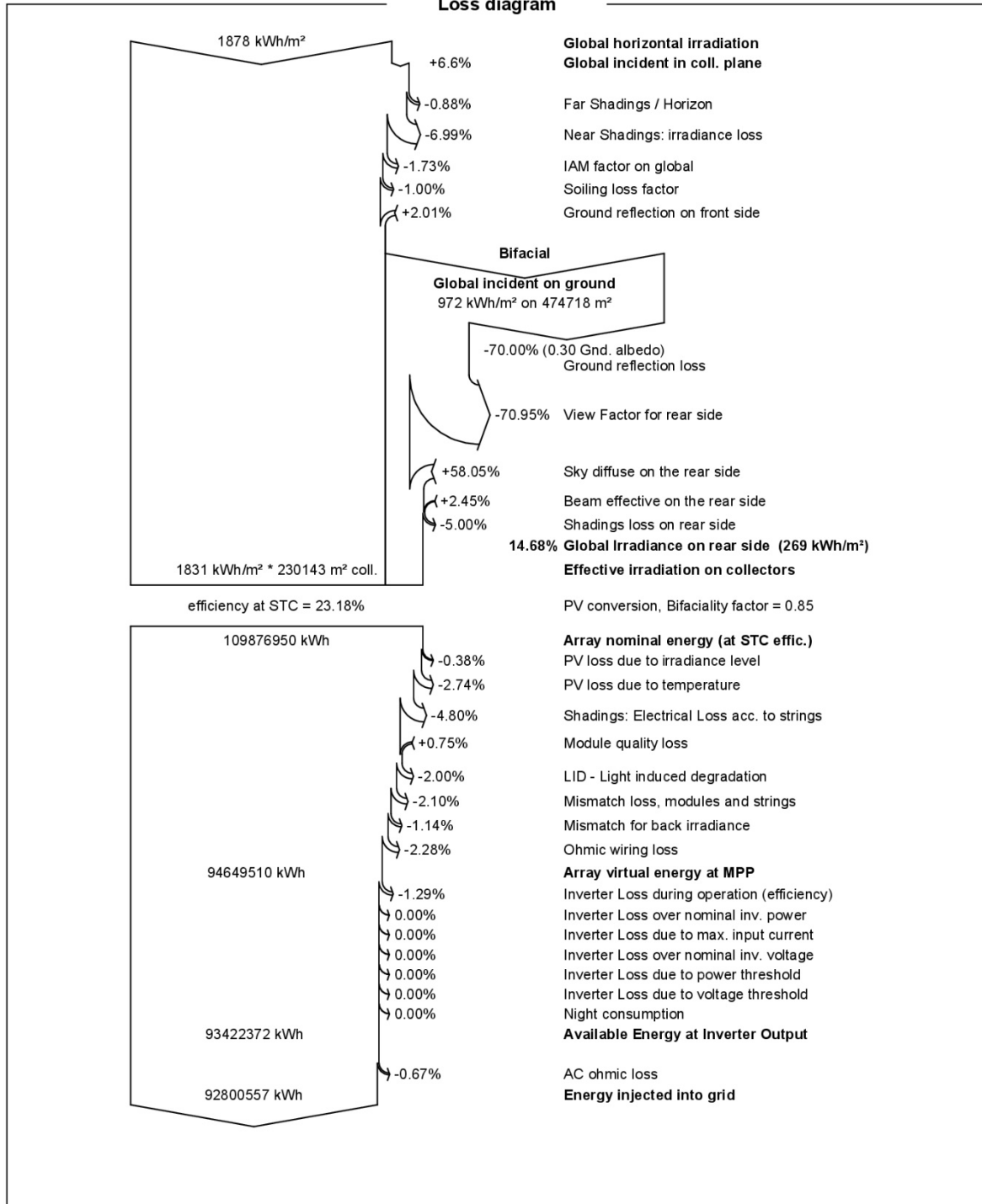
PVsyst V7.4.6  
VC7. Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

## Project: Mazzarino

Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Horizonfirm Srl (Italy)

### Loss diagram





# Project: Mazzarino

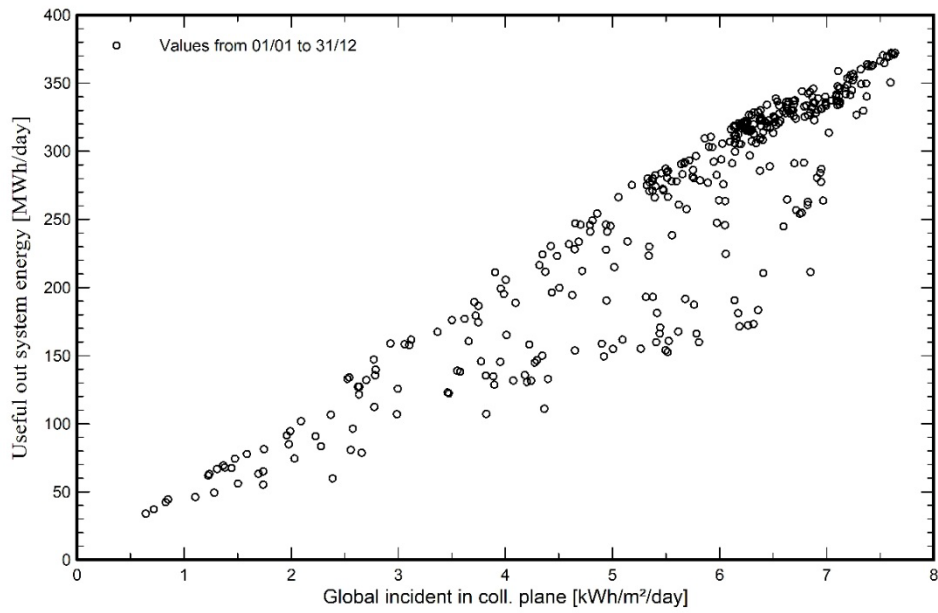
Variant: SubVert 35° pitch 5m E-O (720) - Edison

Horizonfirm Srl (Italy)

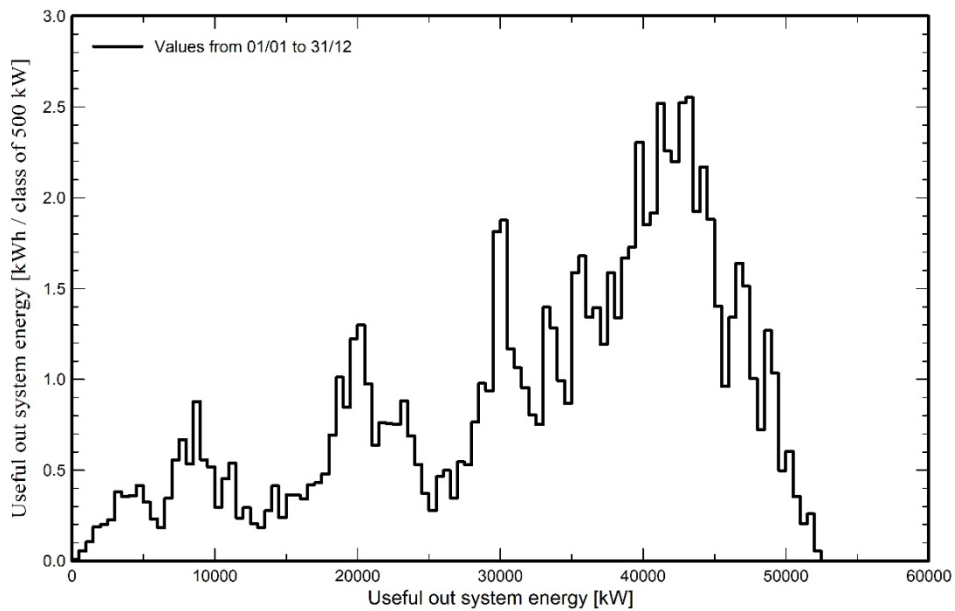
PVsyst V7.4.6  
VC7. Simulation date:  
17/04/24 10:09  
with V7.4.6

## Predef. graphs

### Diagramma giornaliero entrata/uscita



### Distribuzione potenza in uscita sistema



## **4 Calcolo delle Tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e delle tonnellate di anidride carbonica non emesse in atmosfera**

Nota la producibilità dell'impianto, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO<sub>2</sub>/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08** "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" pubblicata sul sito [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) in data 01 aprile 2008, GU n. 100 DEL 29.4.08 -SO n.107, sono state calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e il potenziale quantitativo di CO<sub>2</sub> non emesso in atmosfera:

$$\text{TEP} = E_{\text{prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 92.8 \times 10^6 \times 0,187 \times 10^{-3} = \mathbf{17353,6 \text{ TEP}}$$

$$\text{Kg di CO}_2 = E_{\text{Prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 92.8 \times 10^3 \times 0,53 = \mathbf{49184 \text{ t}}$$