

# REGIONE SICILIANA

Provincia di Agrigento  
Comune di FAVARA

PROGETTO:

## IMPIANTO AGRI-VOLTAICO "FAVARA 2"

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA PARI A  
63,07 MWp nel comune di FAVARA (AG)  
denominato "FAVARA 2"



## PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE



**11PIU' ENERGIA SRL**

Via Aldo Moro, 28 - 25043 Breno (BS)

P.I. 04309300988 - PEC: [11piuenergia@pec.it](mailto:11piuenergia@pec.it)

PROGETTAZIONE



**PROTECNA s.r.l.**

via XX Settembre, 25

00062 Bracciano (RM)

PEC: [protecnasrl@pec.it](mailto:protecnasrl@pec.it)

I Tecnici

Dott. Ing. Paolo Lo Biundo

Dott. Ing. Francesco Mollame

ELABORATO

Stima Producibilità

CODICE	SCALA	FORMATO	CODIFICA INTERNA
<b>R.24</b>	1:--	A4	(R.24_11PN2022PDRpvs024R0)

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	31/07/2024	INTEGRAZIONE REGIONE PAR 385_2023	SI	FM	AL

## INDICE

1	Premessa.....	1
2	Inquadramento Generale.....	1
2.1	<i>Profilo dell'orizzonte</i> .....	1
3	Risorsa Solare .....	2
3.1	Fonte dei dati PVGIS.....	2
3.2	Anno meteorologico tipico (P50).....	3
3.3	<i>Albedo Terrestre</i> .....	4
4	Perdite.....	5
5	Allegato 01: Report PVsyst.....	10

## 1 Premessa

## 2 Inquadramento Generale

Lo scopo di questo report è descrivere la metodologia utilizzata per calcolare il rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico e presentare i risultati ottenuti.

I risultati del rendimento energetico sono stati calcolati considerando tutte le perdite subite fino al livello della sottostazione (inclusa).

Di seguito sono riassunte le principali caratteristiche dell'impianto fotovoltaico.

Progetto Favara 02	
Ubicazione	Italy, Sicily
Potenza nominale (AC)	63,07 MWac
Potenza picco (CC)	63,07 MWdc
Rapporto DC/AC	1.00
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Moduli fotovoltaici (700.0 Wp)	84096

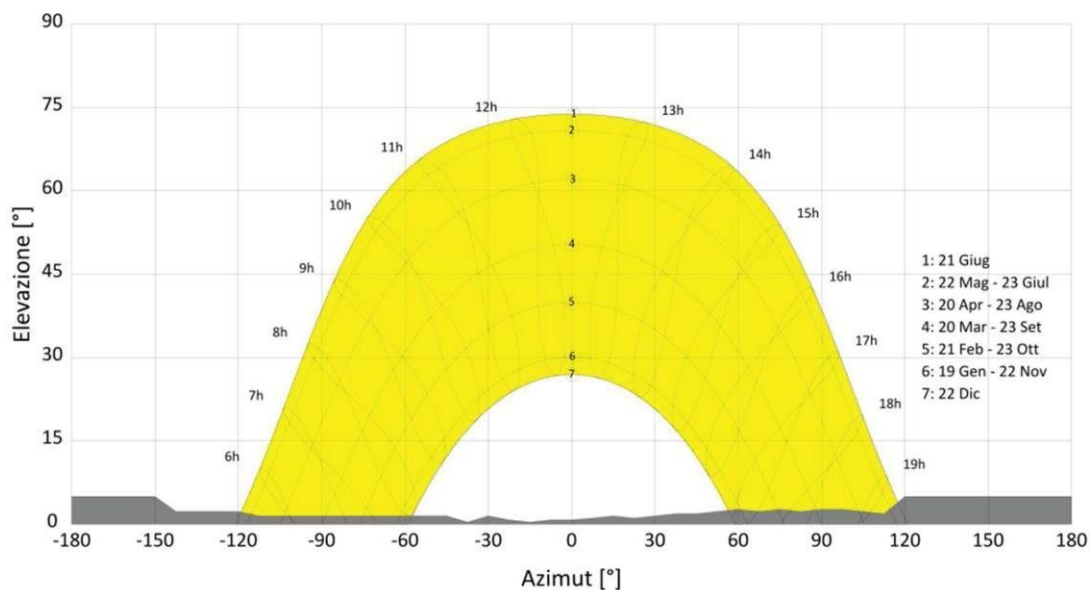
Il sistema di AC è stato dimensionato per soddisfare un requisito di fattore di potenza all'uscita della sottostazione, il cui valore è 1.000. Per soddisfare questo requisito, è stato stabilito che il fattore di potenza ai morsetti degli inverter sarà 0.985.

### 2.1 Profilo dell'orizzonte

L'irraggiamento solare che raggiunge i moduli fotovoltaici cambierà se ci sono delle colline o delle montagne all'orizzonte. Questi ostacoli fisici bloccheranno la componente diretta dell'irradiazione durante alcuni periodi della giornata ed avranno un impatto anche sulla componente diffusa. Pertanto, il profilo dell'orizzonte influisce direttamente sul rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di  $2.6^\circ$  ed un'elevazione massima di  $5.0^\circ$ . Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 276 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è stato il database PVGIS 5.

Si mostra nella Figura sottostante il valore dell'elevazione bloccata sull'intero intervallo azimut.



### 3 Risorsa Solare

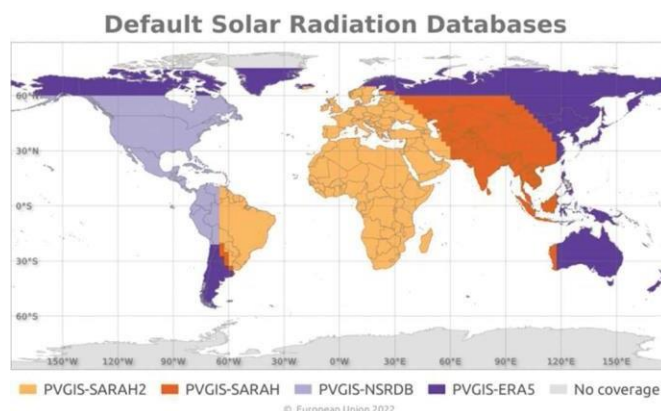
#### 3.1 Fonte dei dati PVGIS

PVGIS è stato in continuo sviluppo da più di 10 anni al Centro Comune di Ricerca della Commissione Europea. L'approccio di PVGIS è la ricerca nella valutazione delle risorse solari, studi sul rendimento fotovoltaico (PV) e la diffusione di conoscenze e dati sulla radiazione solare e il rendimento fotovoltaico.

L'ultima versione del PVGIS (PVGIS-5) ha ampliato le capacità del sistema e ha migliorato la copertura della fonte dei dati meteorologici. PVGIS-5 utilizza i database PVGIS-CMSAF, PVGIS-SARAH e PVGIS-NSRDB.

Le caratteristiche principali dal database PVGIS-5 sono:

- Fonte: Satellite
- Copertura spaziale: Europa, Africa, e la maggior parte di Asia e Sudamerica.
- Periodo di tempo: dal 2005, 2006 e 2007 ad oggi (10 anni precedenti), dipendendo dalla regione.
- Risoluzione spaziale: dipendendo dal sito, con un valore medio di 4 km x 4 km.
- Risoluzione temporale: oraria.
- Incertezza: dipendendo dal sito,  $\pm 3\%$  a  $10\%$  in media.



*Copertura spaziale del database PVGIS-5.*

I dati dell'irradiazione solare di PVGIS sono stati calcolati usando i dati satellitari. Esistono tre fonti di dati satellitari disponibili:

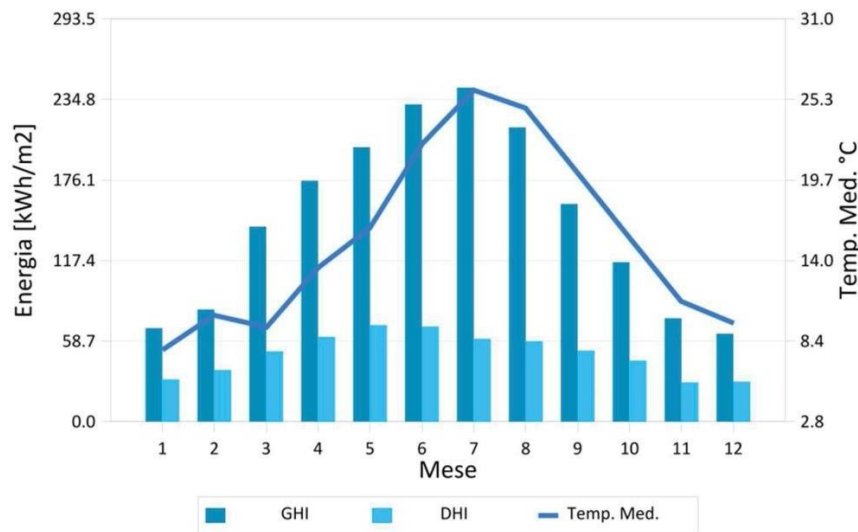
- PVGIS-CMSAF è il database utilizzato in versioni precedenti di PVGIS. Il database copre Europa, Africa e la maggior parte di Sudamerica.
- PVGIS-SARAH è il database basato su un nuovo algoritmo sviluppato da CM SAF. In precedenza, era usato solo in Asia, ma oggi può essere usato anche in Europa, Africa e Sudamerica (parzialmente).
- PVGIS-NSRDB è una collaborazione tra PVGIS e NREL (National Renewable Energy Laboratory), e consiste nell'uso di NSRDB in PVGIS.

### 3.2 Anno meteorologico tipico (P50)

L'anno meteorologico tipico (TMY-Typical Meteorological Year) è un insieme di valori rappresentativi di qualsiasi parametro meteorologico, per una data ubicazione. È dato in risoluzione oraria e deriva da dati meteorologici di lungo termine.

*Tabella 3-1 Irradiazione e temperature mensile per il TMY*

Mese	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura
1	68.2	30.9	7.75 °C
2	81.8	37.7	10.21 °C
3	142.2	51.3	9.38 °C
4	175.6	61.8	13.52 °C
5	200.0	70.3	16.35 °C
6	231.2	69.4	22.22 °C
7	243.5	60.3	25.97 °C
8	214.4	58.6	24.76 °C
9	158.7	51.8	20.13 °C
10	116.2	44.6	15.63 °C
11	75.5	28.7	11.2 °C
12	64.1	29.2	9.67 °C
Anno	1771.5	594.6	15.57 °C



Rappresentazione della risorsa solare

### 3.3 Albedo Terrestre

Sono stati utilizzati dati di albedo terrestre dal sensore MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), uno strumento a bordo dei satelliti Terra e Aqua della NASA.

Il database ha una risoluzione temporale mensile, derivata da misurazioni effettuate tra 2000 e 2017. Il valore dell'albedo di ogni mese è stato calcolato come la media aritmetica di tutte le misurazioni disponibili per ogni mese.

Valori mensili dell'albedo

Valori mensili dell'albedo	
Gennaio	15.57 %
Febbraio	16.80 %
Marzo	17.47 %
Aprile	17.15 %
Maggio	16.63 %
Giugno	17.78 %
Giulio	19.88 %
Agosto	20.09 %
Settembre	17.76 %
Ottobre	16.49 %
Novembre	14.84 %
Dicembre	15.11 %
Valore medio annuale	17.13 %

## 4 Perdite

L'energia generata dipende:

- dalla installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite di seguito riportate

### Trasposizione della GHI sul piano inclinato

L'irradiazione che arriva sul piano inclinato è calcolata dalla trasposizione della radiazione globale sul piano inclinato. A causa dell'angolo inclinato dei moduli, la trasposizione comporta un guadagno rispetto alla radiazione su un piano orizzontale riceverebbe. Questo guadagno sarà maggiore se la struttura del montaggio ha un inseguitore monoassiale.

La trasposizione della GHI sul piano inclinato nel lato anteriore ha portato un guadagno di +24.47 %.

Sul lato posteriore, è stata calcolata la trasposizione della radiazione riflessa per il terreno al piano inclinato. Inoltre, il piano inclinato percepisce radiazione diffusa e radiazione diretta. La trasposizione ha portato un guadagno di +9.72 %.

### Albedo Terrestre

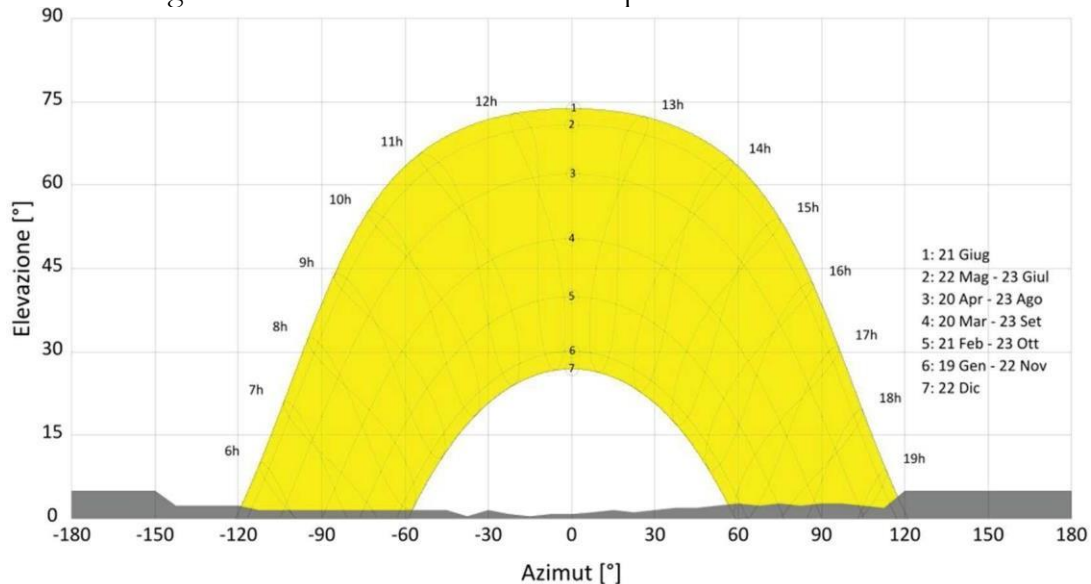
Le ombre proiettate a terra dalle strutture portano ad una perdita di radiazioni riflesse dal terreno. Alcuni parametri, come la distanza tra le file, l'altezza minima della struttura o la frazione di trasparenza, influiscono in modo particolare su questa perdita.

È stato considerato un valore di 0.00 % per modellare la trasparenza della struttura e dei moduli. La perdita dovuta alle ombre sul terreno è stata di -68.48 %.

### Perdite per ombreggiatura lontana

La presenza di ostacoli sulla linea dell'orizzonte (come colline o edifici) avrà un impatto negativo sull'irraggiamento che raggiunge i moduli fotovoltaici. Ciò si verificherà nelle ore del giorno in cui l'elevazione del sole è più bassa. Un ostacolo è solitamente considerato parte del profilo dell'orizzonte se le dimensioni della sua ombra sono più di dieci volte superiori a quelle dell'impianto fotovoltaico.

Le perdite per ombreggiatura lontana si calcolano contro un ipotetico impianto senza ostacoli all'orizzonte. Nella Figura sottostante viene mostrato il profilo dell'orizzonte considerato.



Profilo dell'orizzonte (fonte: PVGIS 5).

Tenendo conto di questo profilo di orizzonte, le perdite sono state stimate a -0.45 % sul lato anteriore.

Sul lato posteriore, il profilo dell'orizzonte è considerato solo per la componente diretta, risultando una perdita di 0.00 %.

### Ombreggiatura vicina

Nei momenti della giornata in cui l'elevazione solare è bassa, si possono produrre ombre tra le file dei moduli fotovoltaici. Queste ombre provocano una riduzione della radiazione ricevuta sui moduli ombreggiati.

La perdita annuale dovuta alle ombre vicine sul lato anteriore è stata -2.80 %. Ciò è dovuto alle ombre proiettate da una struttura all'altra.

Parte della radiazione riflessa dal terreno è bloccata dalle strutture stesse e dalla trave di torsione. Il valore della perdita dovuta alle ombre vicine sul lato posteriore è stato di -16.23 %.

### Perdite per sporcizia e polvere

Il deposito di polvere e sporcizia sulla superficie dei moduli provoca una riduzione della potenza del generatore fotovoltaico. A parità di sporcizia, l'impatto energetico di questo fenomeno è maggiore per i raggi obliquamente incidenti che per quelli perpendicolari.

La perdita di sporco viene facilmente ridotta al minimo pulendo regolarmente i moduli fotovoltaici. Inoltre, viene ridotta ogni volta che le condizioni atmosferiche provocano la rimozione dello sporco dalla loro superficie (attraverso la pioggia o il vento). Tuttavia, in condizioni transitorie di elevato inquinamento, la perdita può raggiungere l'8%, ad esempio tra un'operazione di pulizia e l'altra. Altre



condizioni che influenzano la perdita di sporco sono la vicinanza delle strade, le caratteristiche del terreno o l'angolo di inclinazione dei moduli.

### **Perdite per angolo d'incidenza (IAM)**

Le perdite angolari si producono quando l'incidenza della radiazione solare sulla superficie del modulo ha un angolo diverso da 0Q. Questa perdita è diversa da quella per l'effetto coseno ed è dovuta alla riflessione della luce solare nella superficie del vetro del modulo fotovoltaico. Questa perdita viene calcolata utilizzando un coefficiente IAM (Incidence Angle Modifier), il cui valore dipende delle proprietà del di cui è fatto il vetro del modulo fotovoltaico.

Le perdite per angolo d'incidenza sulla faccia anteriore del modulo sono state modellate secondo le specifiche del produttore, utilizzando il profilo personalizzato che si trova nel file PAN.

Le perdite per angolo d'incidenza sulla faccia posteriore del modulo sono state modellate secondo il modello aria-vetro per vetri normali, con un indice di rifrazione pari a 1.526 (parametro n).

Le perdite per angolo d'incidenza nella faccia anteriore del modulo sono di -0.18 %, e nella faccia posteriore del modulo hanno un valore di -7.09 %.

### **Modulo PV - Degradamento annuale**

Quando i moduli sono esposti per la prima volta alla luce solare, avviene un degrado iniziale delle prestazioni del modulo, conosciuto come Light Induced Degradation Loss (LID).

Dopo questo degrado, si verifica un processo più a lungo termine che si traduce in una perdita di prestazioni annuale.

Questo degrado si verifica a causa della corrosione dei conduttori e di un graduale cedimento del back-sheet del retro del modulo. Condizioni atmosferiche come oscillazioni di temperatura elevate, pioggia, umidità ambientale e salinità possono accelerare la corrosione.

Il valore di degrado annuale è -0.30 % per il primo anno di funzionamento, e -0.30 % per gli anni successivi.

### **Perdita per livello di radiazione**

La perdita per livello di radiazione si riferisce alla produzione inferiore dei moduli fotovoltaici quando la radiazione è inferiore a 1000 W/m<sup>2</sup> (condizioni STC).

Il valore di questa perdita è di +0.11 %.

### **Perdite per temperatura**

La produzione delle celle fotovoltaiche diminuisce quando la temperatura di operazione è elevata. La perdita viene influenzata dalle caratteristiche del modulo fotovoltaico. La temperatura di cella è sempre più alta dalla temperatura ambiente.

È stato considerato un valore di 29.00 W/m<sup>2</sup>/K per la componente costante del coefficiente di trasmittanza termica. Il valore della componente di vento è di 0.00 W·s/m<sup>3</sup>/K.

La perdita annuale dovuta alla temperatura di cella del modulo è di -3.21 %.

### **Perdite per qualità del modulo**

La potenza nominale dei moduli fotovoltaici prodotti in serie varia da modulo a modulo. Questa dispersione del rendimento del modulo è generalmente modellata come una percentuale di variazione rispetto alla potenza nominale in condizioni STC. La dispersione si traduce spesso in un guadagno netto, in quanto i produttori di solito cercano tolleranze più strette per avere un rendimento leggermente superiore a quello nominale.

Il guadagno dovuto alla dispersione della qualità del modulo è di +0.70 %.

### **Degrado indotto dalla luce (LID)**

Il degrado indotto dalla luce avviene durante le prime ore di esposizione alla luce solare del modulo fotovoltaico. Dopo queste prime ore iniziali, il degrado si stabilizza e rimane costante durante il ciclo di vita restante del modulo. Questo effetto non viene riflesso normalmente nella scheda tecnica del modulo.

Il valore della perdita per digrado indotto dalla luce è di 0.00 %.

### **Mismatch bifacciale**

Il mismatch bifacciale è causato dall'illuminazione eterogenea sulla faccia posteriore. Si tratta di un effetto più pronunciato quando si utilizzano inseguitori 1V, in cui la trave di torsione blocca parte della luce che raggiunge la faccia posteriore.

È stato considerato un valore di 3.00 % per il mismatch bifacciale. Questo valore non è direttamente usato per la perdita per mismatch bifacciale, ma si applica di modo proporzionale al rapporto di radiazione anteriore a posteriore.

La perdita per mismatch bifacciale conseguente è di -0.12 %.

### **Mismatch**

Le perdite per mismatch si riferiscono al fatto che i moduli collegati in serie che formano un array hanno caratteristiche elettriche diverse. Ciò significa che i moduli non sono sempre in grado di funzionare al loro punto di funzionamento di massima potenza.

Il valore della perdita è costante durante tutto l'anno, -1.00 %.

### **Campo solare – Perdite per ombreggiatura**

La presenza di ombreggiature parziali in un array di moduli fotovoltaici risulta in perdite per mismatch tra i moduli ombreggiati parzialmente e quelli non illuminati. Queste perdite possono essere minimizzate aumentando la distanza tra le file, o utilizzando backtracking se la struttura è tipo inseguitore.

Le perdite per ombreggiatura nel campo sono di 0.00 %.

### **Campo solare – Perdite di cablaggio DC**

C'è una perdita dovuta all'effetto Joule nella trasmissione elettrica dell'alimentazione di DC. Questa perdita accade nei cavi che collegano le stringhe di moduli fotovoltaici ai quadri di stringa ed agli inverter (o direttamente agli inverter se l'impianto è progettato usando un sistema di bus di DC).

Il valore delle perdite di trasmissione dipende dalle sezioni trasversali e le lunghezze dei cavi, che di solito vengono calcolate specificando un valore per la caduta di tensione in condizioni di STC. La media della perdita oraria nei cavi DC è stata di -1.11 %.

### **Cabina di trasformazione BT/MT – Perdite nell’inverter**

La perdita principale dell'inverter elettrico è la conversione da DC a AC, di solito conosciuta come perdita d'efficienza. Possono avere ulteriori perdite se il dimensionamento del campo DC rispetto alla potenza nominale dell'inverter non è ottimale (perdite nella finestra di funzionamento dell'inverter).

Le perdite combinate nell'inverter sono state di -1.59 % (questo valore include la perdita d'efficienza, le perdite della finestra di funzionamento e le perdite di consumo ausiliario).

Il fattore di potenza (coseno di phi) all'uscita dell'inverter è 0.985.

### **Cabina di trasformazione BT/MT – Perdite del cavo AC dall’inverter al trasformatore**

Le perdite subite nei cavi AC a causa dell'effetto Joule dipendono dalle sezioni e le lunghezze dei cavi. In generale, la perdita è specificata come una percentuale di caduta di tensione in condizioni STC. A causa della breve lunghezza dei cavi che collegano l'inverter al trasformatore, questa perdita è generalmente bassa.

Le perdite del cavo di AC nei cavi che collegano gli inverter agli trasformatori sono state di 0.00 %.

### **Cabina di trasformazione BT/MT – Perdita nel trasformatore della cabina di trasformazione BT/MT**

Le perdite del trasformatore di potenza sono doppie: un valore di perdita costante, conosciuto come perdite di ferro o nucleo, e una perdita dipendente dalla potenza convertita, conosciuta come perdita di rame o di avvolgimento. Sebbene queste perdite siano generalmente molto basse, poiché il trasformatore ha un'efficienza molto elevata, devono essere considerate.

Le perdite derivanti dai componenti di ferro e di rame hanno un valore di -0.21 % e -0.68 %, rispettivamente. La perdita media annua nei trasformatori della cabina di trasformazione è -0.89 %.

### **Perdite nella rete di media tensione (cavi MT)**

Le perdite subite nella rete di MT dovuto all'effetto Joule dipendono dalle sezioni e dalle lunghezze dei cavi. In generale, la perdita è specificata come una percentuale di caduta di tensione in condizioni STC.

La rete di media tensione è costituita da una serie di linee che collegano i trasformatori delle cabine di trasformazione alle celle della sottostazione. La energia perduta nella rete è di -0.33 %.

### **Consumo ausiliare dell'impianto fotovoltaico**

L'impianto fotovoltaico consuma parte dell'energia che produce per alimentare i propri sistemi, come i dispositivi di sicurezza, attrezzature per la pulizia o l'illuminazione notturna. Questi consumi potrebbero anche esserci durante la notte.

I consumi ausiliari dell'impianto fotovoltaico comportano una perdita di 0.00 %.

### **Trasformatore della sottostazione**

Il trasformatore di potenza della sottostazione aumenta la tensione di uscita di AC dell'impianto in modo che corrisponda alla tensione di rete.

Le perdite derivanti dai componenti di ferro e rame hanno un valore di -0.21 % e -0.65 %, rispettivamente. La perdita del trasformatore della sottostazione è stata di -0.86 %.

### **Linea di AT alla rete**

La perdita subita nella linea AC che collega l'impianto fotovoltaico alla rete è dovuta all'effetto Joule e dipende dalla sezione trasversale e la lunghezza dei cavi. In generale, la perdita è specificata come percentuale di caduta di tensione in condizioni STC.

La perdita della linea di alta tensione AC è stata di 0.00 %.

### **Indisponibilità dell'impianto**

L'indisponibilità dell'impianto fotovoltaico è stata stimata in 0.00 %. L'indisponibilità accade a causa delle operazioni di manutenzione programmate, che può richiedere che l'impianto non sia produttivo e le fermate non programmate dovuto a circostanze inaspettate. Il valore della perdita dipende dell'ubicazione dell'impianto.

## ***5 Allegato 01: Report PVsyst***

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Favara 2

Variant: Variante con moduli 750W

Unlimited trackers

System power: 63.07 MWp

Scintilia - Italy

**Author**

Ing. Lo Biundo Paolo (Italy)



# Project: Favara 2

Variant: Variante con moduli 750W

## PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
05/08/24 09:29  
with V7.4.8

Ing. Lo Biundo Paolo (Italy)

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Scintilia</b>	Latitude 37.36 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 13.67 °E	
	Altitude 287 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Weather data</b>		
Scintilia		
Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited trackers</b>	<b>Near Shadings</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Tracking algorithm</b>	No Shadings
<b>Orientation</b>	Astronomic calculation	
Tracking horizontal axis		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 84096 units	Nb. of units 235.3 units	
Pnom total 63.07 MWp	Pnom total 64.72 MWac	
	Pnom ratio 0.975	
<b>User's needs</b>		
Unlimited load (grid)		

### Results summary

Produced Energy 118953217 kWh/year	Specific production 1886 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.22 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7



# Project: Favara 2

Variant: Variante con moduli 750W

## PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:  
05/08/24 09:29  
with V7.4.8

Ing. Lo Biundo Paolo (Italy)

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited trackers</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Trackers configuration</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation		Nb. of trackers 160 units	
Tracking horizontal axis				Unlimited trackers	
				<b>Sizes</b>	
				Tracker Spacing 10.00 m	
				Collector width 5.00 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 50.0 %	
				Left inactive band 0.02 m	
				Right inactive band 0.02 m	
				Phi min / max. +/- 55.0 °	
				<b>Shading limit angles</b>	
				Phi limits for BT +/- 59.8 °	
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Transposition Perez		No Shadings		Unlimited load (grid)	
Diffuse Perez, Meteonorm					
Circumsolar separate					
<b>Horizon</b>					
Free Horizon					

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	RECOM	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	RCM-750-8DBHM	Model	SUN2000-330KTL-H2
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	750 Wp	Unit Nom. Power	275 kWac
Number of PV modules	84096 units	Number of inverters	1412 * MPPT 17% 235.3 units
Nominal (STC)	63.07 MWp	Total power	64717 kWac
Modules	5256 string x 16 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	59.85 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.97
U mpp	668 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	89611 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	63072 kWp	Total power	64717 kWac
Total	84096 modules	Nb. of inverters	236 units
Module area	261232 m²		0.7 unused
Cell area	244770 m²	Pnom ratio	0.97

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>	
Module temperature according to irradiance		Global array res. 0.080 mΩ		Loss Fraction -0.6 %	
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.0 % at STC			
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>			
Loss Fraction 1.0 % at MPP		Loss Fraction 0.1 %			



# Project: Favara 2

Variant: Variante con moduli 750W

## PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:  
05/08/24 09:29  
with V7.4.8

Ing. Lo Biundo Paolo (Italy)

### Array losses

#### 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





# Project: Favara 2

Variante: Variante con moduli 750W

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:  
05/08/24 09:29  
with V7.4.8

Ing. Lo Biundo Paolo (Italy)

## Main results

### System Production

Produced Energy 118953217 kWh/year

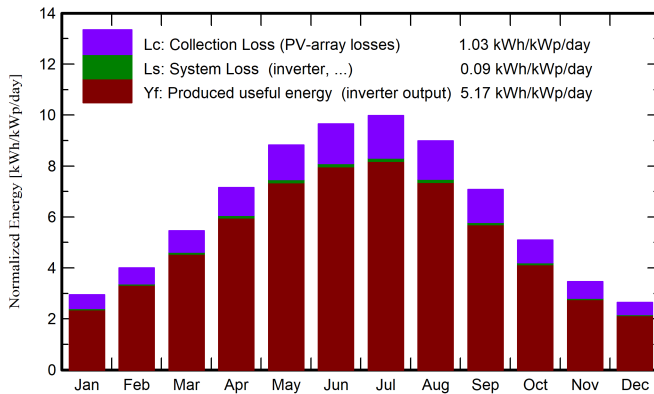
Specific production

1886 kWh/kWp/year

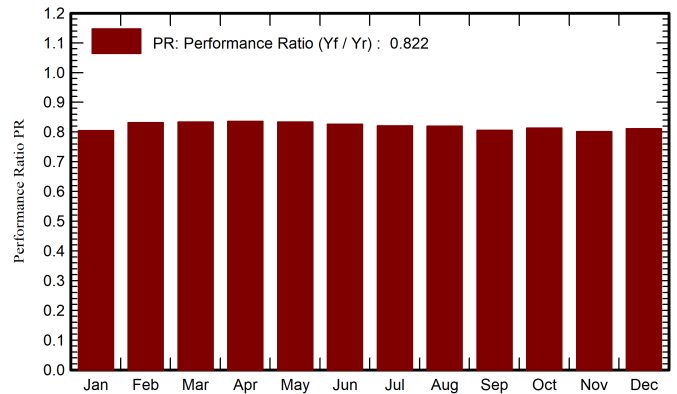
Perf. Ratio PR

82.22 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



## Balances and main results

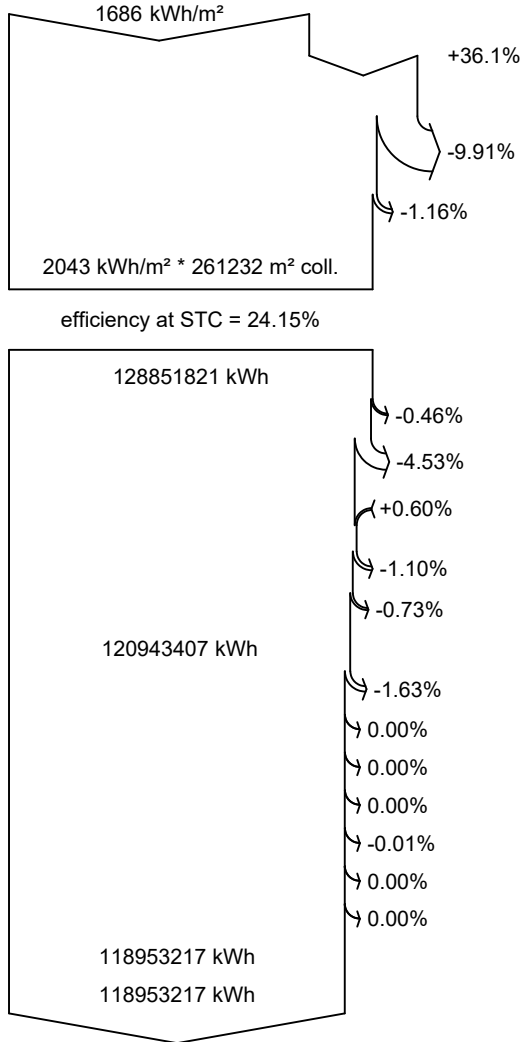
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	64.6	27.53	11.73	91.3	77.0	4715612	4634393	0.805
February	84.0	40.82	11.63	112.1	97.9	5978874	5878669	0.832
March	127.9	59.36	13.83	169.3	149.8	9055844	8907473	0.834
April	162.5	71.33	16.10	214.5	192.2	11497329	11309897	0.836
May	203.0	73.74	20.05	273.6	248.3	14629386	14386714	0.834
June	213.1	75.96	23.67	289.5	262.3	15343847	15092390	0.827
July	226.8	74.89	26.68	309.2	280.6	16278867	16012448	0.821
August	203.1	68.77	27.25	278.6	252.2	14649827	14412797	0.820
September	152.6	56.71	23.83	212.2	186.7	10970504	10791901	0.806
October	114.6	46.78	21.16	158.0	137.9	8231638	8098890	0.813
November	73.4	31.75	16.76	103.7	88.0	5332243	5242687	0.802
December	60.1	30.85	13.21	81.9	69.6	4259437	4184958	0.811
Year	1685.7	658.49	18.87	2293.9	2042.7	120943407	118953217	0.822

### 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		



Loss diagram



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

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

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

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

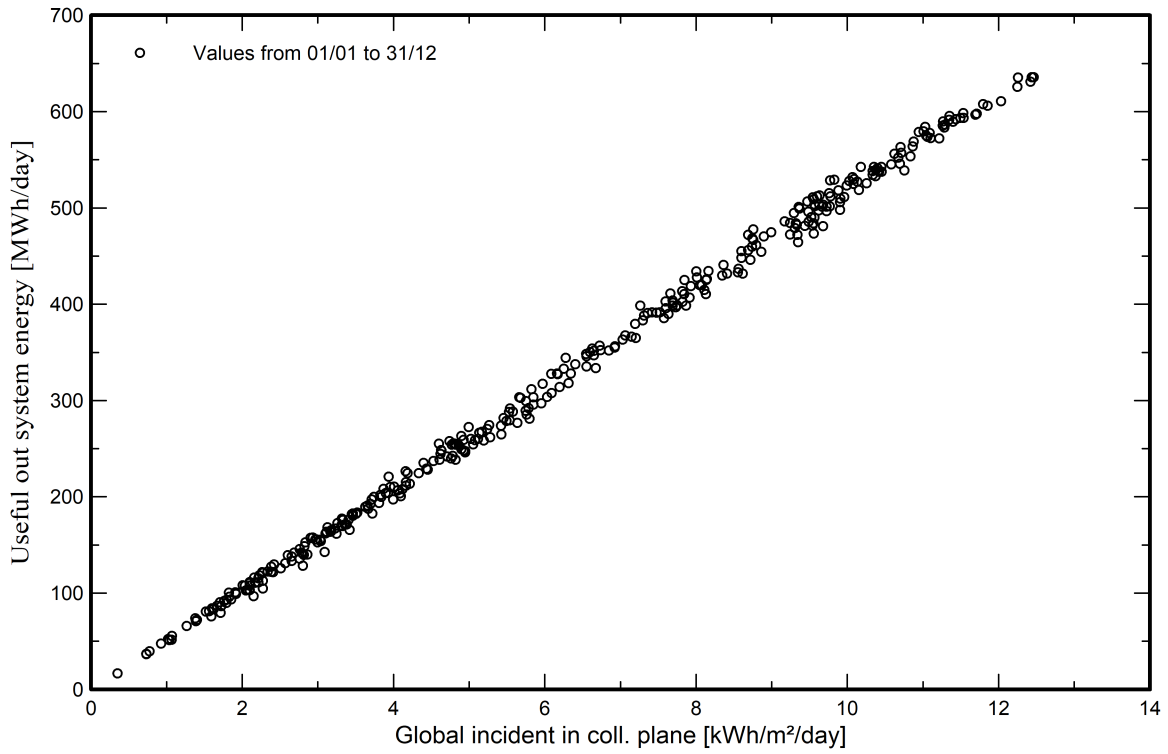
**Available Energy at Inverter Output**

**Energy injected into grid**



Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

