

REGIONE SICILIANA  
LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI  
COMUNI DI MARSALA E DI TRAPANI

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA PARI A 40 MW,  
SU TERRENO AGRICOLO SITO NEL COMUNE DI MARSALA (TP) IN CATASTO  
AL FG. 137 P.LLE 3, 4, 182, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 122, 126, 196 E AL FG.  
138, P.LLE 138, 213, 53, 54, 121, 160, 117, 119, 120, 96, 97, 100, 104, E ALTRE AFFERENTI  
ALL'IMPIANTO DI UTENZA E ALLE OPERE DI RETE NEI COMUNI DI MARSALA E DI TRAPANI (TP)

Timbro e firma del progettista

**Capital Engineering snc**  
Ing. Vincenzo Massaro



**Capital Engineering snc**  
Ing. Salvatore Li Vigni



Timbri autorizzativi

## RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO

### IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Livello prog.	ID Terna spa	Tipo Elabor.	N.ro Elabor.	Project ID	NOME FILE	DATA	SCALA
PDef	202302626	Relazione	04	MESSINELLO- PV01a	MESSINELLO-PV01a Rel producibilità impianto del 22 05 24.docx	22.05.2024	-

### REVISIONI

VERSIONE	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
Rev.00	22.05.2024	Prima emissione	AS	CC	VM

IL PROPONENTE

**MESSINELLO SOLAR srl**

Sede legale: Via San Damiano, 2  
20122 Milano  
P.IVA 12830470964

PROGETTO DI



Capital Engineering S.n.c.  
Sede legale: Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo  
e-mail: info@capitalengineering.it

SU INCARICO DI



Coolbine S.r.L.  
Sede legale: Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo  
e-mail: autorizzazioni@coolbine.it

## Sommarrio

1.	Premessa.....	2
1.1	Caratteristiche geografiche e fisiche.....	2
2	Dati climatici e radiazione solare media annua su base giornaliera.....	2
3	Modello di perdite del sistema.....	3
3.1	Perdite per ombreggiamento reciproco e limite di irraggiamento.....	3
3.2	Perdite per basso irraggiamento.....	3
3.3	Perdite per fattore IAM.....	3
3.4	Perdite per temperatura.....	4
3.5	Perdite per qualità del modulo.....	4
3.6	Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico.....	4
3.7	Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.....	4
3.8	Perdite sui circuiti in corrente continua (ohmiche di cablaggio).....	4
3.9	Perdite sul sistema di connessione.....	5
3.10	Perdite per sottodimensionamento del sistema di conversione.....	5
3.11	Perdite sui circuiti in corrente alternata.....	5
3.12	Perdite per il trasformatore.....	5
3.13	Perdite sulla linea MT.....	5
4	Calcolo della producibilità.....	5
	ALLEGATO 1.....	7

## 1. Premessa

Lo scopo della presente relazione tecnica è quello di stimare la producibilità dell'impianto agrivoltaico in progetto per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica e per l'attività agronomica in sito, denominato "MESSINELLO-PV01a". L'impianto verrà realizzato sul lotto di terreno agricolo sito nel comune di Marsala (TP) in località "Contrada Messinello".

### 1.1 Caratteristiche geografiche e fisiche

Per l'impianto in progetto sono stati stabiliti i parametri geografici della località in cui saranno installati i moduli fotovoltaici, quali latitudine, longitudine, quota s.l.m. e la riflettanza dell'ambiente circostante (albedo), riportati nelle seguenti tabelle.

PV generator	PV Field Orientation	Tilt angle	Albedo	
Name	[-]	[°]	Type of soil	$\rho$
Area Impianto MESSINELLO-PV01a	180° (South)	25	green grass	0,3

Tabella 1-1 Dati fisici impianto "MESSINELLO-PV01a"

Coordinate	Gradi	Minuti	Secondi
	[°]	[']	["]
Longitudine	12	67	38.84
Latitudine	37	83	53.67
Quota [m s.l.m.]	153		

Tabella 1-2 – Dati geografici impianto "MESSINELLO-PV01a"

## 2 Dati climatici e radiazione solare media annua su base giornaliera

L'area di impianto di installazione dispone di dati climatici riportati in diversi database.

Data l'importanza dei dati climatici della località e per garantire la maggiore credibilità possibile alla presente analisi, si è fatto riferimento a più banche dati ufficialmente riconosciute (Tabella 2.1), facendo una media semplice dei valori forniti per l'irraggiamento medio annuo su superficie piana, e per le temperature medie annue della località di riferimento del sito.

Siti Web
<a href="https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html">https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html</a>
<a href="http://www.solaritaly.enea.it/">http://www.solaritaly.enea.it/</a>
<a href="https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/">https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/</a>

Tabella 2-1 – Banche dati impiegate per la stima della producibilità

### 3 Modello di perdite del sistema

Nei seguenti paragrafi si descrivono le perdite stimate per la componente fotovoltaica dell'impianto agrivoltaico MESSINELLO-PV01a.

#### 3.1 Perdite per ombreggiamento reciproco e limite di irraggiamento

Le perdite per limite di irraggiamento sono relative alla parte di radiazione solare potenzialmente disponibile ma che non può essere utilizzata in quanto, in quei periodi, l'autoconsumo delle apparecchiature di impianto sono maggiori della produzione elettrica. La scelta di inverter a basso autoconsumo ha ridotto la soglia di sensibilità di questo parametro.

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono in funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre, anche sensibilmente, le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Tali perdite, stimate attraverso simulazioni di esercizio via software, sono del - 1,72% (ombreggiamento diretto) sulla faccia principale e del -5,00% sulla faccia posteriore dei moduli.

#### 3.2 Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1.000 W/m<sup>2</sup>, 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 è espressa dalla seguente formula:

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

in cui:

- I è l'irraggiamento in W/m<sup>2</sup>;
- $\eta_n$  è l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1.000 W/m<sup>2</sup>.

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.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito, risultando pari a:

- - 0,60% per l'impianto MESSINELLO-PV01a;

#### 3.3 Perdite per fattore IAM

Le perdite per il fattore IAM (Irradiance Array Modifier) sono relative a riflessioni dell'irraggiamento in funzione del materiale di rivestimento e dal tipo di installazione dei moduli. La perdita stimata per simulazione relativa al presente progetto è pari a - 2,63%.

### 3.4 Perdite per temperatura

Le prestazioni di una cella fotovoltaica decrescono al crescere della temperatura. In particolare, la temperatura di una cella fotovoltaica dipende da numerose variabili, quali la temperatura ambiente, la velocità locale del vento, l'irradianza della radiazione solare in funzione del materiale, e di proprietà dipendenti dal sistema quali la trasmittanza della copertura, l'assorbanza della piastra fotovoltaica. Sulla base dei dati meteorologici del sito in oggetto, è stata stimata una perdita per temperatura del - 3,79% per l'impianto MESSINELLO-PV01a.

### 3.5 Perdite per qualità del modulo

Tale valore considera la tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. Per ricavare la perdita si utilizza generalmente la seguente formula:

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

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

Per l'impianto agrivoltaico in esame è stato stimato un valore positivo pari al - 3,00% sul rendimento.

### 3.6 Perdite per mismatch del 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. Sono state stimate perdite del -2,15% (moduli e stringhe) per la faccia direttamente irradiata e del -0,64% per la faccia posteriore per l'impianto MESSINELLO-PV01A.

### 3.7 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.

Sulla base dell'esperienza maturata con moduli in silicio cristallino, si ritiene opportuno considerare una degradazione al primo anno pari a -0,90% e un degrado per gli anni successivi pari a -0,40%.

### 3.8 Perdite sui circuiti in corrente continua (ohmiche di cablaggio)

È una perdita intrinseca che si riesce a ridurre con l'utilizzo di componenti appropriati, valutazioni tecnico-economiche progettuali (cavi e percorsi) e accuratezza in fase di installazione (contatti). In considerazione di una perdita sui cavi e le connessioni elettriche pari a 1,5% in condizioni standard sull'area dell'impianto, è possibile valutare attraverso una simulazione semplificata dell'architettura elettrica prevista da progetto, una stima globale delle perdite su base annua pari a:

- 1,05% per l'impianto MESSINELLO-PV01A;

### 3.9 Perdite sul sistema di connessione

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

Per gli inverter utilizzati negli impianti in oggetto, si stima una perdita del:

- - 1,64% per l'impianto MESSINELLO-PV01A;

### 3.10 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 inclusa 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. In questo caso, la stima di tale aliquota è pari allo -0,00%.

### 3.11 Perdite sui circuiti in corrente alternata

Tali perdite sono ascrivibili alla potenza dissipata per effetto Joule sui conduttori percorsi dalla corrente alternata (dal sistema di conversione al trasformatore MT/bt. Per la ridotta estensione di tali tratte (l'impianto impiega l'architettura centralizzata con inverter del tipo "PV Station"), questo valore è pari a:

- -0,29% per l'impianto MESSINELLO-PV01A;

### 3.12 Perdite per il trasformatore

Tali perdite rappresentano la potenza dissipata dal trasformatore sia per effetto Joule e per correnti parassite (perdite ohmiche), sia per effetto della magnetizzazione del nucleo di ferro (perdite per isteresi) e la dispersione del flusso magnetico utile. Tali perdite dipendono ovviamente dalle caratteristiche tecniche costruttive dei trasformatori impiegati per l'innalzamento della tensione da bt a MT e per l'impianto MESSINELLO-PV01A sono fissate pari a -1,09%.

### 3.13 Perdite sulla linea MT

Tali perdite sono costituite dalla potenza dissipata per effetto Joule sui conduttori MT percorsi dalla corrente in uscita dai trasformatori MT/bt. Per l'impianto MESSINELLO-PV01A, queste perdite sono state stimate pari a -0,16%.

## 4 Calcolo della producibilità

Stabilita la disponibilità solare e le perdite degli impianti, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua.

I risultati dell'analisi condotta sono riassunti nella tabella di seguito riportata (tabella 4.1). In base ai parametri impostati per le relative perdite degli impianti, ai componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, si è inoltre potuto calcolare l'indice di PR.

I risultati ottenuti sono in linea con le prestazioni dimostrate da impianti fotovoltaici di simile fattura, e giustificano ampiamente la fattibilità del progetto.

Denominazione impianto	MESSINELLO-PV01a
Potenza di picco impianto	40,005 MWp
Producibilità annua	62909 MWh/year
Performance Ratio (PR)	85,4 %

Tabella 4-1 – Risultati analisi producibilità impianto MESSINELLO-PV01A

Di seguito si allegano i report della simulazione effettuata relativa all'impianto MESSINELLO-PV01a, impiegando il software PVSyst.

## ALLEGATO 1

Report PVSyst Impianto agro-fotovoltaico MESSINELLO-PV01a.

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: MESSINELLO-PV01a

Variant: Simulation\_Ground-Mount\_At 25 Degrees

Unlimited Sheds

System Power: 40,005 MWp

Baglio Messinello - Italy



# Project: MESSINELLO PV01a

Variant: Simulation\_Ground Mount\_At 25 Degrees

## PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Baglio Messinello Italy	<b>Situation</b> Latitude 37.83 °N Longitude 12.67 °E Altitude 153 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Weather data</b> Baglio Messinello Meteonorm 8.1 (1991-2009), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Sheds Tilt 25 ° Azimuth 0 °	<b>Near Shadings</b> Mutual shadings of sheds	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 57150 units Pnom total 40.005 MWp	Nb. of units 13 units Pnom total 40 MWac Pnom ratio 1.001	

### Results summary

Produced Energy 62908.90 MWh/year	Specific production 1573 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.43 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



**PVsyst V7.4.6**

VC0, Simulation date:  
 05/17/24 13:41  
 with V7.4.6

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		900 units		Perez	
Tilt	25 °	Unlimited sheds		Diffuse	
Azimuth	0 °	<b>Sizes</b>		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing	8.67 m	Ground albedo		0.30	
Sheds width	4.04 m	Bifaciality factor		80 %	
Limit profile angle	18.8 °	Rear shading factor		5.0 %	
GCR	46.6 %	Rear mismatch loss		10.0 %	
Height above ground	1.00 m	Shed transparent fraction		0.0 %	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG21C.20-700	Model	Sunny Central 4000 UP
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	4000 kWac
Number of PV modules	46350 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	32.45 MWp	Total power	32000 kWac
<b>Array #1 - Subfield A</b>		<b>Array #4 - Subfield C</b>	
Number of PV modules	29160 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	20.41 MWp	Total power	12000 kWac
Modules	972 string x 30 In series	Operating voltage	880-1325 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	18.88 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
U mpp	1115 V		
I mpp	16933 A		
Number of PV modules	17220 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	12.05 MWp	Total power	12000 kWac
Modules	573 string x 30 In series	Operating voltage	880-1325 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	11.13 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.00
U mpp	1115 V		
I mpp	9982 A		



**PVsyst V7.4.6**

VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG21C.20-700	Model	Sunny Central 2660 UP
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	2667 kWac
Number of PV modules	6960 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	4851 kWp	Total power	5334 kWac
<b>Array #2 - Subfield A_1</b>			
Number of PV modules	3810 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2667 kWp	Total power	2667 kWac
Modules	127 string x 30 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	880-1325 V
Pmpp	2467 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.00
U mpp	1115 V		
I mpp	2212 A		
<b>Array #5 - Subfield C_1</b>			
Number of PV modules	3150 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2205 kWp	Total power	2667 kWac
Modules	105 string x 30 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	880-1325 V
Pmpp	2020 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
U mpp	1115 V		
I mpp	1812 A		
<b>Array #3 - Subfield B</b>			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG21C.20-700	Model	Sunny Central 800CP
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	800 kWac
Number of PV modules	2220 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	1554 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	111 string x 20 In series	Operating voltage	583-820 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.97
Pmpp	1438 kWp		
U mpp	743 V		
I mpp	1934 A		
<b>Array #6 - Subfield D</b>			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG21C.20-700	Model	Sunny Central 1000CP XT
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	1000 kWac
Number of PV modules	1620 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1134 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	81 string x 20 In series	Operating voltage	596-900 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>25°C)	1100 kWac
Pmpp	1049 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	743 V		
I mpp	1411 A		



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

PV Array Characteristics

<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	40005 kWp	Total power	40000 kWac
Total	57150 modules	Max. power	40034 kWac
Module area	177528 m <sup>2</sup>	Number of inverters	13 units
		Pnom ratio	1.00

Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>Serie Diode Loss</b>				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	0.1 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	0.6 %	Loss Fraction	3.0 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.2 %							
<b>IAM loss factor</b>								
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

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.51 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #1 - Subfield A</b>		<b>Array #2 - Subfield A_1</b>	
Global array res.	1.1 mΩ	Global array res.	8.2 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #3 - Subfield B</b>		<b>Array #4 - Subfield C</b>	
Global array res.	6.3 mΩ	Global array res.	1.8 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #5 - Subfield C_1</b>		<b>Array #6 - Subfield D</b>	
Global array res.	10 mΩ	Global array res.	8.6 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

AC wiring losses

<b>Inv. output line up to MV transfo</b>			
Inverter voltage	600 Vac tri		
Loss Fraction	0.51 % at STC		
<b>Inverter: Sunny Central 4000 UP</b>		<b>Inverter: Sunny Central 2660 UP</b>	
Wire section (8 Inv.)	Copper 8 x 3 x 2500 mm <sup>2</sup>	Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 2000 mm <sup>2</sup>
Average wires length	75 m	Wires length	0 m
<b>Inverters: Sunny Central 800CP, Sunny Central 1000CP XT</b>		<b>Inverter: Sunny Central 2660 UP</b>	
Wire section (3 Inv.)	Copper 3 x 3 x 1000 mm <sup>2</sup>	Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 1500 mm <sup>2</sup>
Average wires length	0 m	Wires length	0 m



**PVsyst V7.4.6**

VC0, Simulation date:  
 05/17/24 13:41  
 with V7.4.6

**AC wiring losses**

<b>MV line up to Injection</b>			
MV Voltage	20 kV		
Average loss Fraction	0.02 % at STC		
<b>Array #1 - Subfield A</b>		<b>Array #2 - Subfield A_1</b>	
Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>	Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Length	761 m	Length	0 m
<b>Array #3 - Subfield B</b>		<b>Array #4 - Subfield C</b>	
Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>	Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Length	0 m	Length	0 m
<b>Array #5 - Subfield C_1</b>		<b>Array #6 - Subfield D</b>	
Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>	Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Length	0 m	Length	0 m



**PVsyst V7.4.6**

VCO, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Grid voltage 20 kV

One transfo in each sub-array

**Array #1 - Subfield A**

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 20.03 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 20.03 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 200.26 kVA  
Copper loss fraction 1.00 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.18 mΩ

**Array #2 - Subfield A\_1**

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 2.62 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.67 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 25.65 kVA  
Copper loss fraction 0.98 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 1.35 mΩ

**Array #3 - Subfield B**

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 1.52 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.60 kVA  
Iron loss fraction 0.11 % at STC  
Copper loss 14.51 kVA  
Copper loss fraction 0.95 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.81 mΩ

**Array #4 - Subfield C**

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 11.81 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 12.02 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 116.02 kVA  
Copper loss fraction 0.98 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.30 mΩ

**Array #5 - Subfield C\_1**

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 2.15 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.67 kVA  
Iron loss fraction 0.12 % at STC  
Copper loss 17.25 kVA  
Copper loss fraction 0.80 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 1.35 mΩ

**Array #6 - Subfield D**

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 1.11 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.00 kVA  
Iron loss fraction 0.09 % at STC  
Copper loss 12.38 kVA  
Copper loss fraction 1.11 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 1.64 mΩ



**PVsyst V7.4.6**

VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 62908.90 MWh/year

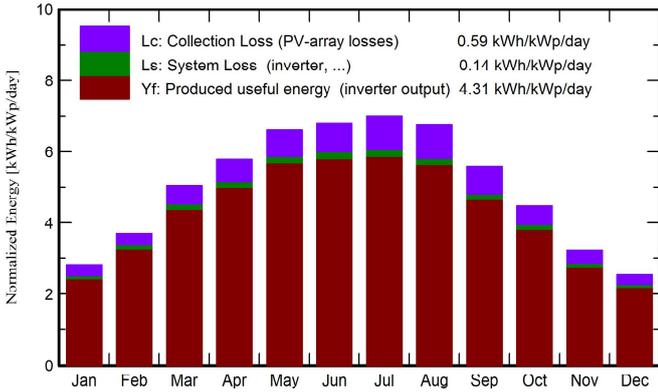
Specific production

1573 kWh/kWp/year

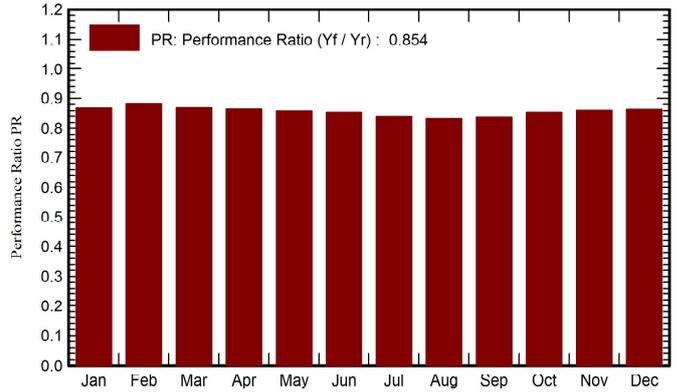
Perf. Ratio PR

85.43 %

**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 MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	61.7	33.56	11.70	87.5	80.6	3145	3037	0.868
February	79.8	41.14	11.43	103.8	96.8	3787	3663	0.882
March	130.3	55.63	13.59	156.9	146.5	5639	5456	0.870
April	161.2	73.76	15.73	173.8	161.6	6210	6013	0.865
May	205.3	78.00	19.73	205.3	191.2	7283	7053	0.859
June	212.1	83.41	23.61	204.3	190.0	7201	6978	0.854
July	221.6	78.38	27.24	217.0	202.1	7521	7287	0.840
August	199.3	73.19	27.46	210.2	196.2	7223	6999	0.833
September	145.4	54.48	23.76	167.5	156.1	5793	5608	0.837
October	107.1	46.74	20.65	139.1	129.9	4906	4750	0.854
November	68.6	32.87	16.56	96.9	90.0	3448	3331	0.860
December	55.1	31.24	13.16	79.2	73.0	2834	2734	0.864
Year	1647.6	682.40	18.77	1841.6	1713.8	64992	62909	0.854

**Legends**

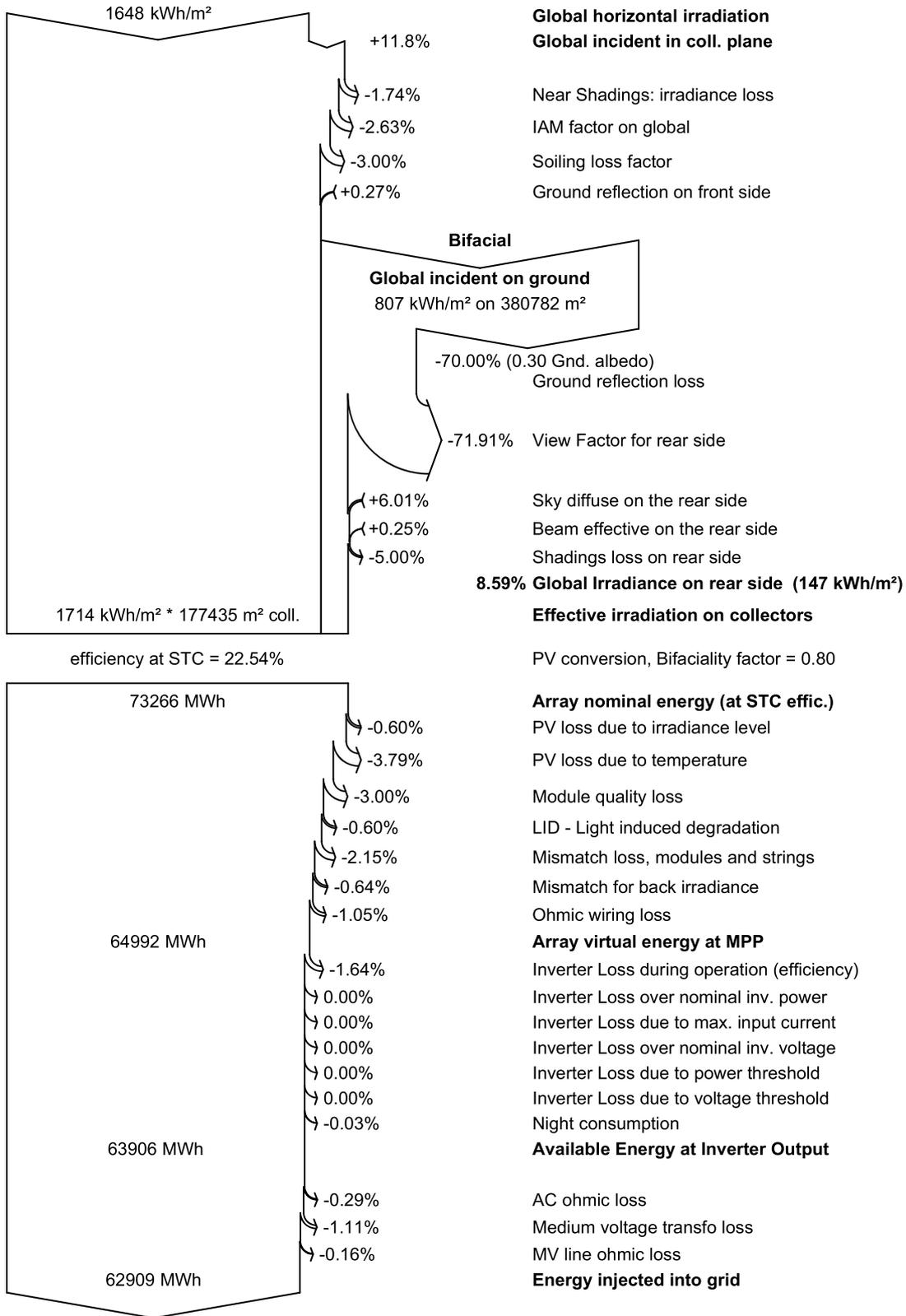
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

Loss diagram



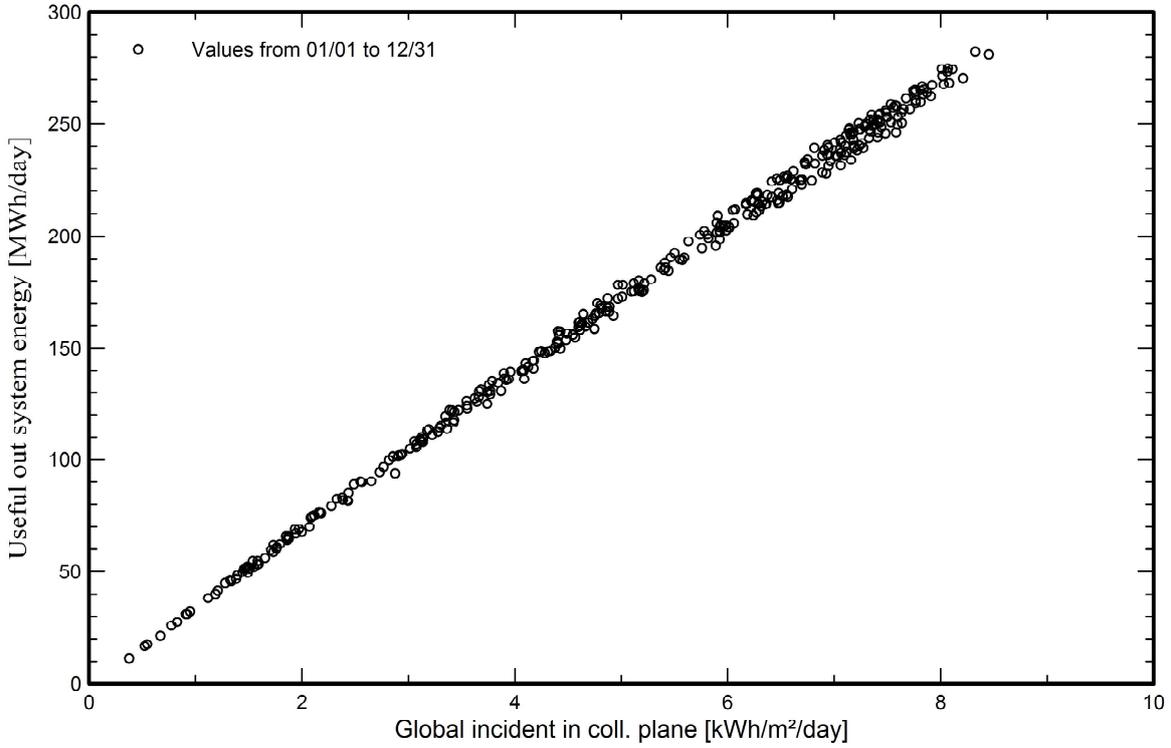


**PVsyst V7.4.6**

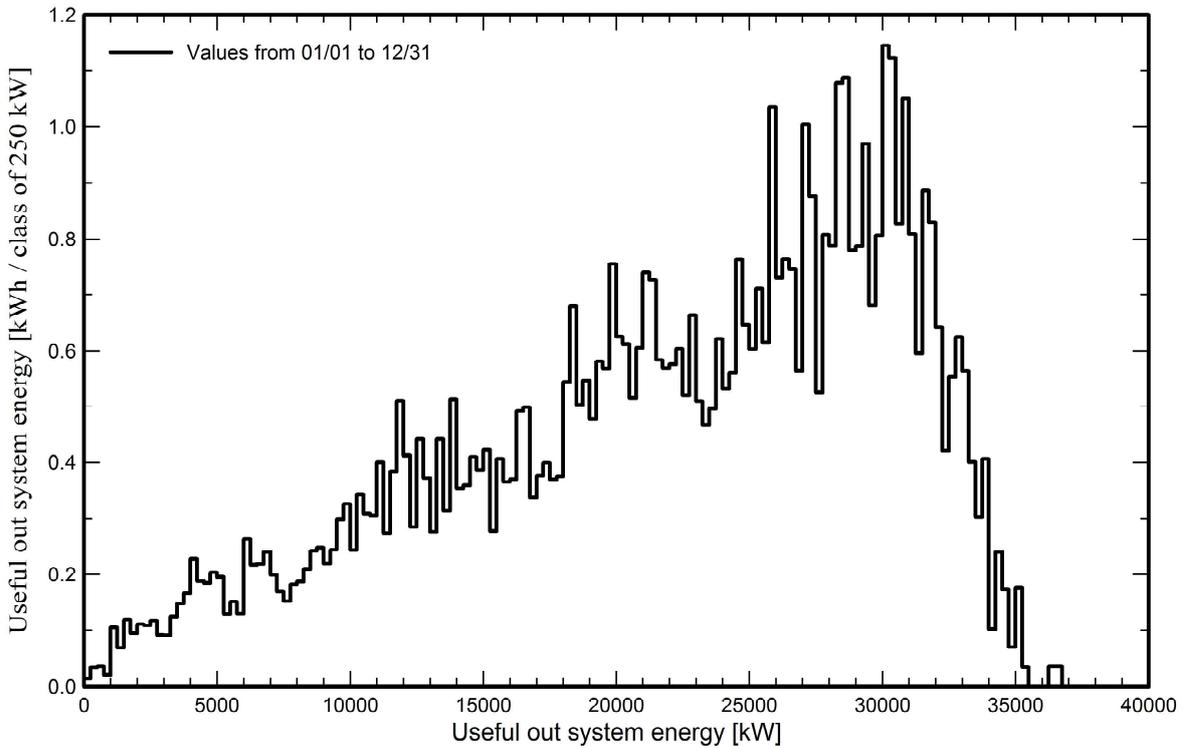
VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6

**Predef. graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**

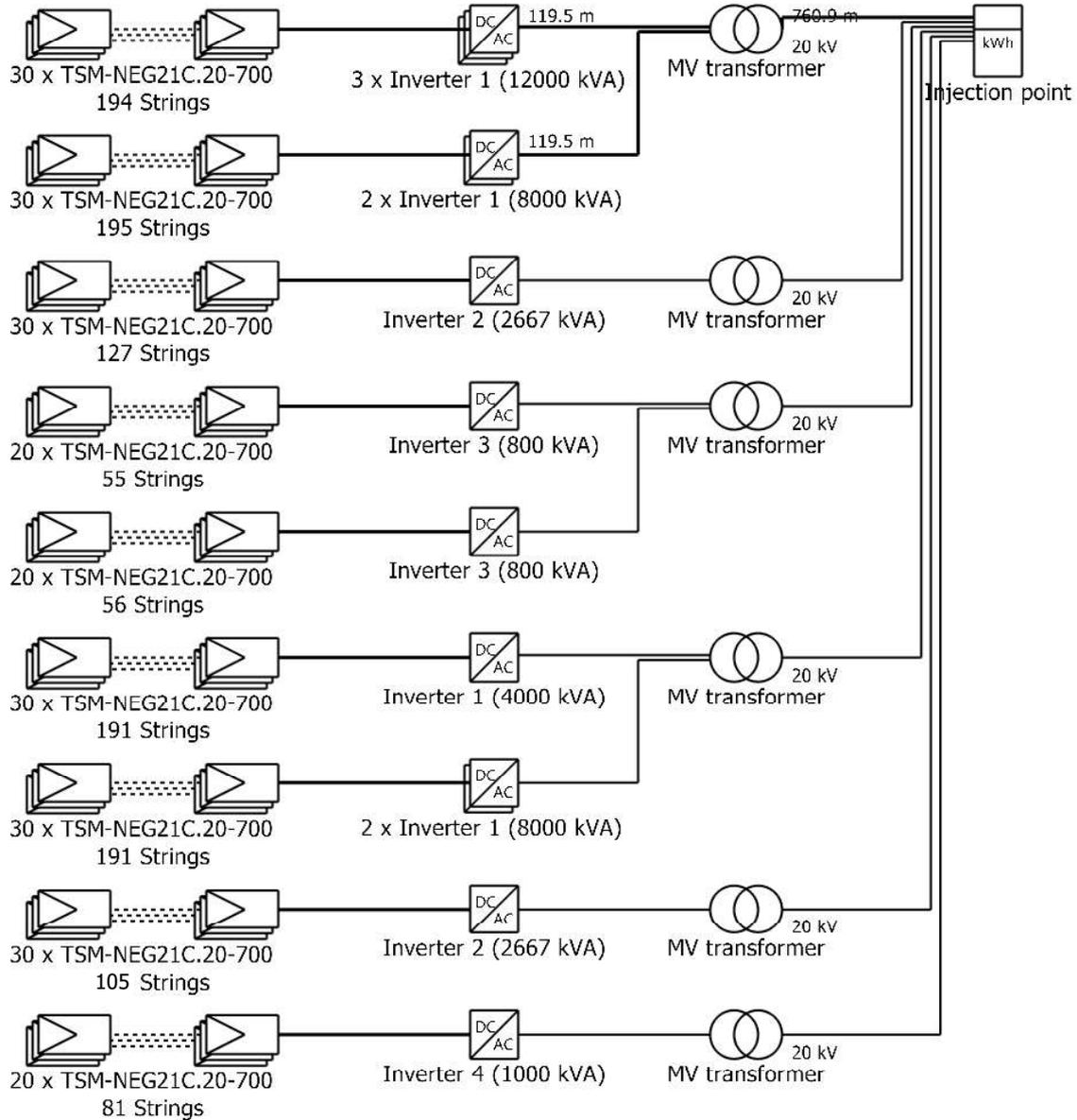




# Single-line diagram

PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:  
05/17/24 13:41  
with V7.4.6



PV module	TSM-NEG21C.20-700
Inverter 1	Sunny Central 4000 UP
Inverter 2	Sunny Central 2660 UP
Inverter 3	Sunny Central 800CP
Inverter 4	Sunny Central 1000CP XT
String 1	30 x TSM-NEG21C.20-700
String 2	20 x TSM-NEG21C.20-700

MESSINELLO PV01a

VC0 : Simulation\_Ground Mount\_At 25  
Degrees

05/17/24