



Aprile 2024

Giraffe CE 2 S.r.l.

IMPIANTO INTEGRATO AGRIVOLTAICO COLLEGATO ALLA RTN
IN COMUNE DI *BONORVA E SEMESTENE*
POTENZA NOMINALE **32,11 MW**

Calcolo Producibilità

AF-IT028-08-2022-0015

<p><i>Progettazione</i></p> 	<p><i>Analisi e valutazioni ambientali e paesaggistiche</i></p> 
<p><i>Certificazione del sistema di gestione DNV</i> ISO 9001 e ISO 14001</p>	<p><i>Certificazione del sistema di gestione DNV</i> ISO 9001 e ISO 14001</p>



Committente

Giraffe CE 2 S.r.l.

Indirizzo Viale della Stazione 7,
39100 Bolzano (BZ) - Italia

Progettazione

Via Angelo Fumagalli, 6
20134 Milano - Italia
+39.0254118173

Analisi e valutazioni ambientali e paesaggistiche

Via Carlo Poerio, 39
20129 Milano - Italia
+39.02277441

Redazione	Arch. Giulia Peirano Ing. Paola Scaccabarozzi Ing. Corrado Landi Ing. Vincenzo Ferrante
Revisione	Arch. Giulia Peirano
Approvazione	Ing. Corrado Pluchino
Codice di progetto	Codice distinto per AI e per Montana - anticipato del codice del progetto dato dal committente
Documento	Calcolo Producibilità
Codice	AF-IT028-08-2022-0015
Versione	01
Data	05/04/2024



INDICE

1. PREMESSA	4
2. DATI CLIMATICI	4
3. RISULTATI	6

ALLEGATI

ALLEGATO 01 PVsyst – Simulation reports

1. PREMESSA

Il progetto in questione prevede la realizzazione, tramite la società di scopo Giraffe CE 2 S.r.l., di un impianto solare fotovoltaico di potenza pari a 32,11 MW in alcuni terreni a siti nei territori comunali di Bonorva (SS) e Semestene (SS); nello specifico, l'area catastale ha un'estensione di circa 77,77 ettari complessivi di cui circa 49,93 ha recintati.

Giraffe CE 2 S.r.l., è una società italiana con sede legale in Italia nella città di Bolzano (BZ) in Viale della Stazione 7. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il progetto in esame è in linea con quanto previsto dal: "Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)" presentato dalla Commissione europea nel novembre 2016 contenente gli obiettivi al 2030 in materia di emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica e da quanto previsto dal Decreto 10 novembre 2017 di approvazione della Strategia energetica nazionale emanato dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

L'opera ha dei contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati mitigati. Il progetto sarà eseguito in regime "agrivoltaico" che produce energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che fornisca energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

La tecnologia impiantistica prevede l'installazione di moduli fotovoltaici bifacciali che saranno installati su due diverse tipologie di strutture; ovvero, sia strutture mobili (tracker) di tipo monoassiale mediante palo trivellato nel terreno, sia su strutture fisse anch'esse mediante palo trivellato nel terreno.

Le strutture, sia fisse sia mobili, saranno posizionate in maniera da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno; i pali di sostegno delle strutture sono posizionati distanti tra loro di 5 metri per l'intera area di impianto. Tali distanze sono state applicate per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento. Saranno utilizzate due tipologie di strutture; la prima composta da 14 moduli e la seconda composta da 28 moduli.

I terreni non occupati dalle strutture dell'impianto continueranno ad essere adibiti ad uso agricolo e pastorale.

Il progetto rispetta i requisiti riportati all'interno delle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici", pubblicate nel Giugno del 2022 dal MiTE (oggi MASE-Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) in quanto la superficie minima per l'attività agricola è pari al 79,82% mentre la LAOR (Land Area Occupation Ratio – rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico) è pari al 28,95%.

Infine, l'impianto fotovoltaico sarà collegato in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica della RTN a 220/36 kV da inserire in entra-esce alla linea 220 kV "Codrongianos – Ottana".

2. DATI CLIMATICI

Il database internazionale PVGIS Api TMY rende disponibili i dati meteorologici e l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il nostro sito.

Sono state fatte due simulazioni a seconda della tipologia di impianto; ovvero impianto con strutture fisse (Sezioni – S2, S7, S14, S15, S16) e impianto con strutture mobili di tipo tracker (Sezioni – S1, S3, S4, S5, S6, S8, S9, S10, S11, S12, S13, S17, S18, S19, S20, S21). Tale suddivisione è stata fatta poiché il software PVSyst non permette la simulazione complessiva dell'impianto avente due configurazioni (fissa e mobile) diverse.

Di seguito si riportano i bilanci e i risultati principali, suddivisi per tipologia di impianto:

- Per l'impianto con **strutture fisse**:

GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²
63.9	30.94	8.11	104.4	95.6
66.9	36.63	3.00	92.8	87.1
115.8	52.83	7.60	140.5	133.3
172.6	67.43	10.92	188.5	179.2
227.5	64.99	17.26	225.9	215.2
224.6	69.54	19.19	210.8	200.3
241.4	61.85	25.04	233.0	222.1
177.7	64.48	20.94	185.5	176.2
153.9	54.70	17.85	184.1	175.6
102.6	44.82	13.95	139.4	132.2
70.0	32.84	10.93	110.5	102.9
55.4	28.10	8.19	93.9	84.1
1672.2	609.14	13.66	1909.3	1803.9

Figura 2.1 - Dati Climatici con Irraggiamento per impianto con strutture fisse

- Per l'impianto con **strutture mobili (tracker)**:

GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²
63.9	30.94	8.11	81.7	78.1
66.9	36.63	3.00	81.8	78.2
115.8	52.83	7.60	144.4	138.6
172.6	67.43	10.92	219.3	211.4
227.5	64.99	17.26	292.3	282.8
224.6	69.54	19.19	287.1	277.6
241.4	61.85	25.04	314.1	303.9
177.7	64.48	20.94	226.5	218.5
153.9	54.70	17.85	200.4	193.4
102.6	44.82	13.95	130.8	125.5
70.0	32.84	10.93	90.0	86.3
55.4	28.10	8.19	69.7	66.5
1672.2	609.14	13.66	2138.2	2060.9

Figura 2.2 - Dati Climatici con Irraggiamento per impianto con strutture mobili

3. RISULTATI

Di seguito si riportano i risultati relativi alla produzione dell'impianto:

- Per l'impianto con **strutture fisse**:

L'energia prodotta dall'area di progetto risulta essere di **21.200 MWh/anno** e la produzione specifica è pari a **1.614 kWh/kWc/anno**. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del **84.52%**.

- Per l'impianto con **strutture mobili (tracker)**:

Poiché con il software PVSYS non è stato possibile differenziare il pitch in un'unica simulazione (di 5m per tutte le Sezioni e di 6m per la Sezione 2), sono state effettuate due simulazioni distinte ed il risultato dell'energia prodotta sarà pari alla somma dei due risultati, mentre sia per le ore equivalenti che per il PR è stata calcolata la media tra le due simulazioni.

L'energia prodotta dall'area di progetto risulta essere di **36.370 MWh/anno** e la produzione specifica è pari a **1.917 kWh/kWc/anno**. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del **89.65%**.

Di seguito i Rapporti di simulazione prodotto da PVSyst.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: 3036_Bonorva_PV

Variant: Layout_Fissi_17.10.2023I

Sheds on ground

System power: 13.14 MWp

Bonorva - Italy



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
 18/10/23 15:12
 with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

Project summary

Geographical Site Bonorva Italy	Situation Latitude 40.41 °N Longitude 8.74 °E Altitude 498 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Bonorva PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	Near Shadings Linear shadings : Fast (table)	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 19040 units Pnom total 13.14 MWp		Nb. of units 38 units Pnom total 12.16 MWac Pnom ratio 1.080

Results summary

Produced Energy 21200091 kWh/year	Specific production 1614 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.52 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

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



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
 18/10/23 15:12
 with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	735 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Sizes		Diffuse	Imported
Tilt/Azimuth	33 / 0 °	Sheds spacing	5.00 m	Circumsolar	separate
		Collector width	2.38 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.7 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	23.4 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Sungrow
Model	CS7N-690TB-AG 1500V	Model	SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	690 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	19040 units	Number of inverters	38 units
Nominal (STC)	13.14 MWp	Total power	12160 kWac
Modules	680 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	352 kWac
Pmpp	12.16 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
U mpp	1016 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	11962 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	13138 kWp	Total power	12160 kWac
Total	19040 modules	Max. power	13376 kWac
Module area	59145 m ²	Number of inverters	38 units
		Pnom ratio	1.08

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.4 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %			
Loss Fraction	0.1 % at STC							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor	Incidence effect (IAM): User defined profile							
20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
18/10/23 15:12
with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.67 % at STC

Inverter: SG350HX-20A-Preliminary

Wire section (38 Inv.) Copper 38 x 3 x 150 mm²
Average wires length 100 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Average each inverter
Wires Copper 3 x 400 mm²
Length 500 m
Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 15 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 1.44 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.35 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 15.32 kVA
Copper loss fraction 1.06 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 4.74 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 9
Nominal power at STC 12.95 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 12.14 kVA
Copper loss 137.86 kVA

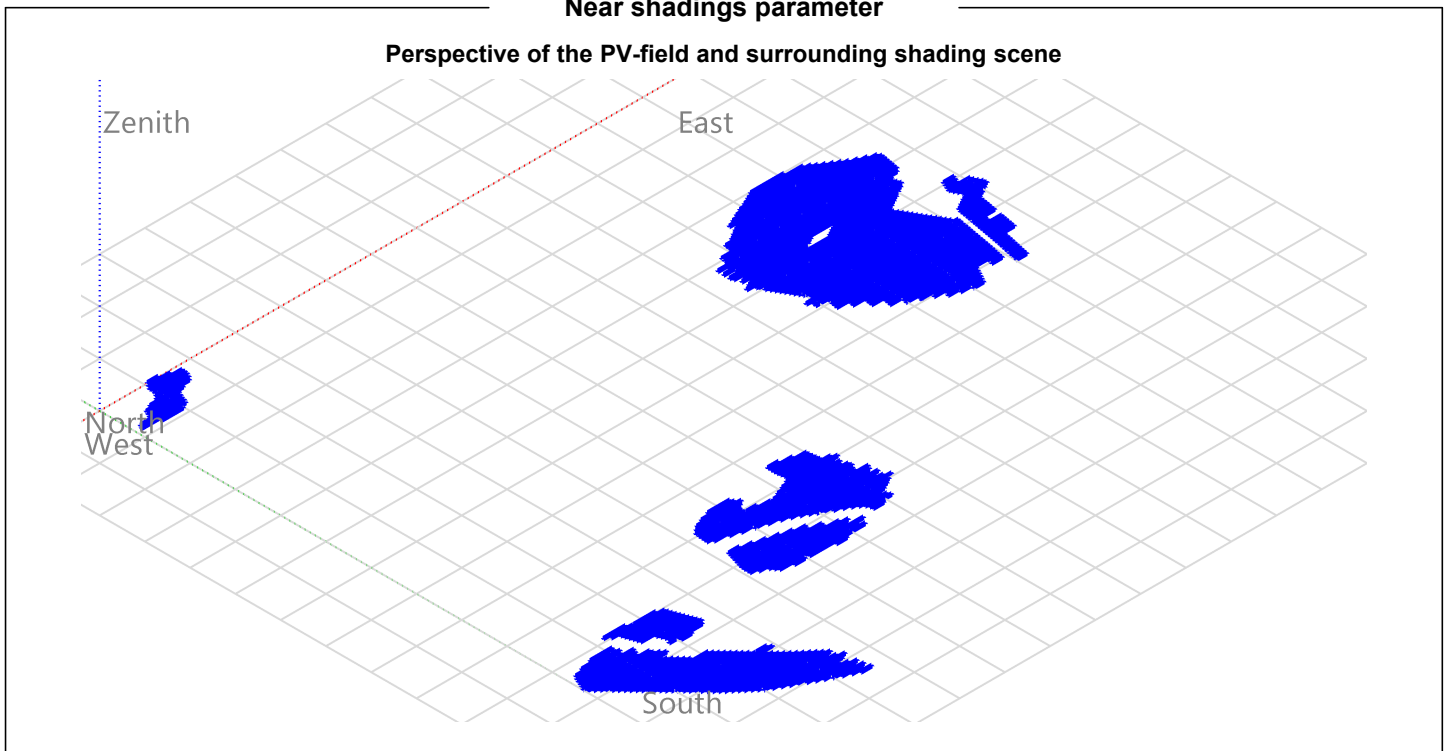


PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
18/10/23 15:12
with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

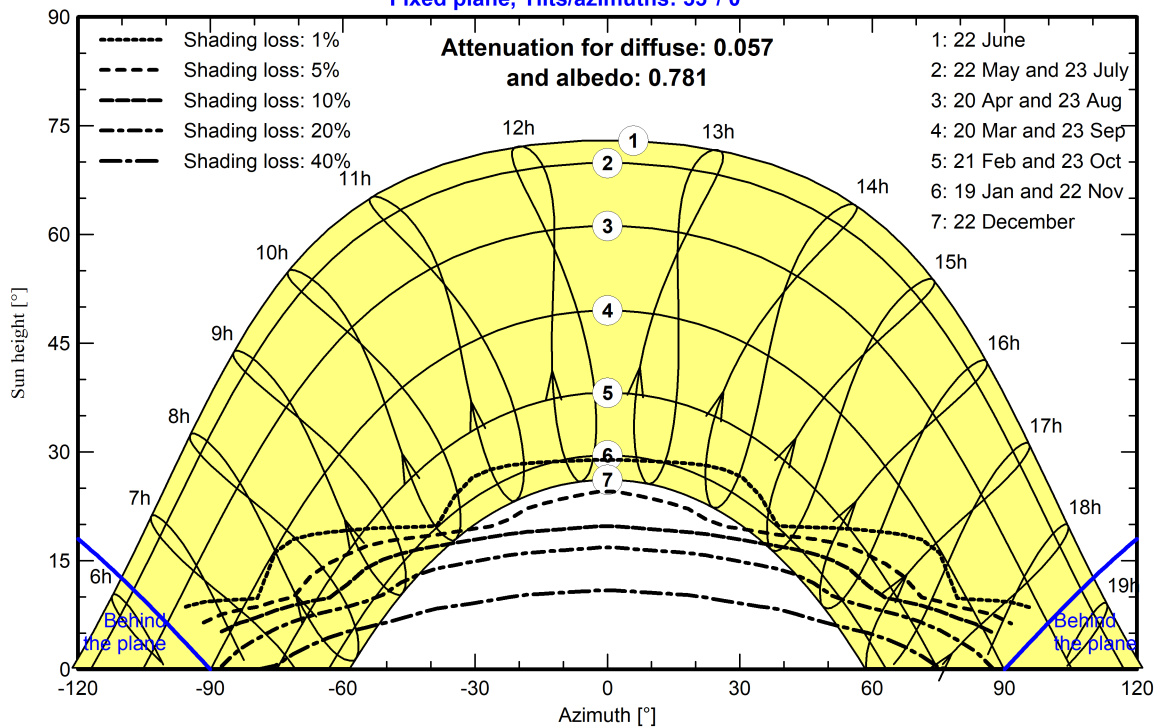
Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 33°/ 0°





PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
 18/10/23 15:12
 with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 21200091 kWh/year

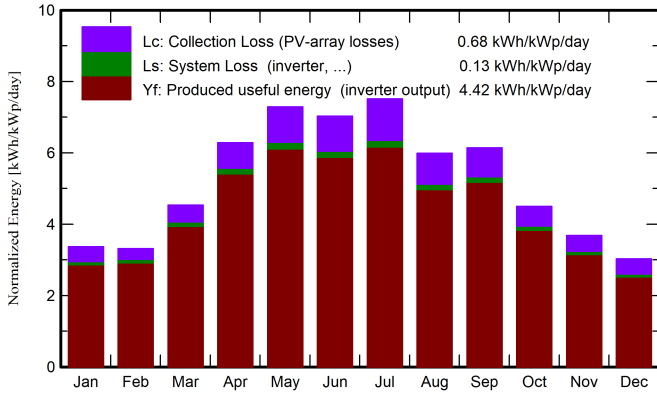
Specific production

1614 kWh/kWp/year

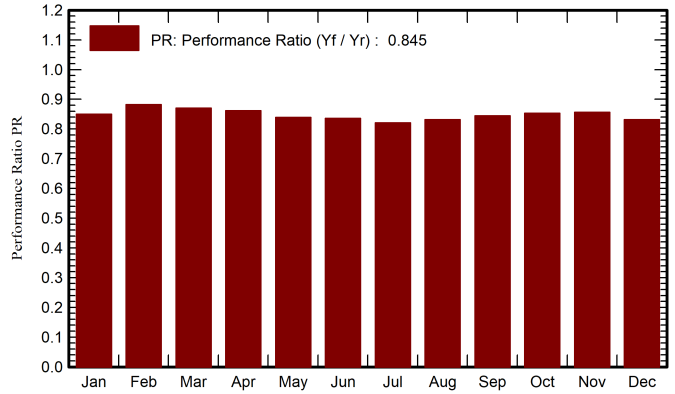
Perf. Ratio PR

84.52 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	63.9	30.94	8.11	104.4	95.6	1202353	1166160	0.850
February	66.9	36.63	3.00	92.8	87.1	1109166	1075737	0.882
March	115.8	52.83	7.60	140.5	133.3	1655744	1606452	0.870
April	172.6	67.43	10.92	188.5	179.2	2198134	2134612	0.862
May	227.5	64.99	17.26	225.9	215.2	2565584	2489735	0.839
June	224.6	69.54	19.19	210.8	200.3	2385273	2316000	0.836
July	241.4	61.85	25.04	233.0	222.1	2588229	2511682	0.820
August	177.7	64.48	20.94	185.5	176.2	2088636	2026489	0.831
September	153.9	54.70	17.85	184.1	175.6	2103670	2042545	0.844
October	102.6	44.82	13.95	139.4	132.2	1609821	1561772	0.853
November	70.0	32.84	10.93	110.5	102.9	1279649	1242138	0.856
December	55.4	28.10	8.19	93.9	84.1	1059611	1026768	0.832
Year	1672.2	609.14	13.66	1909.3	1803.9	21845872	21200091	0.845

Legends

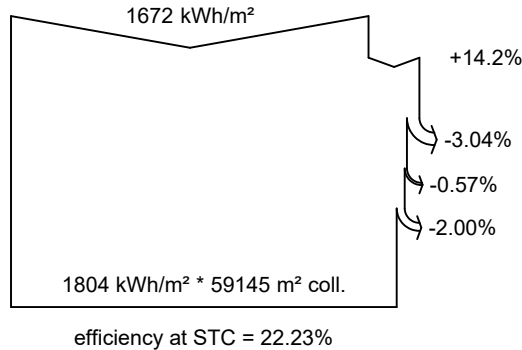
- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident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



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
 18/10/23 15:12
 with v7.4.2

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

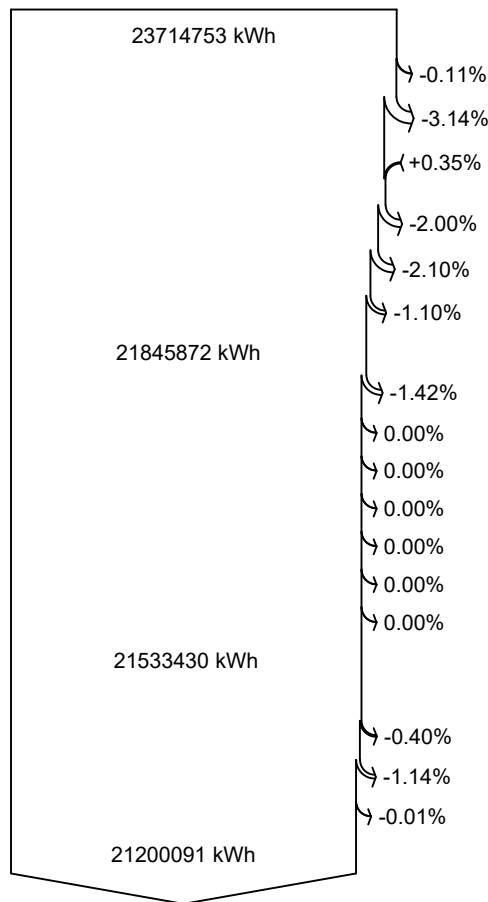
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- 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

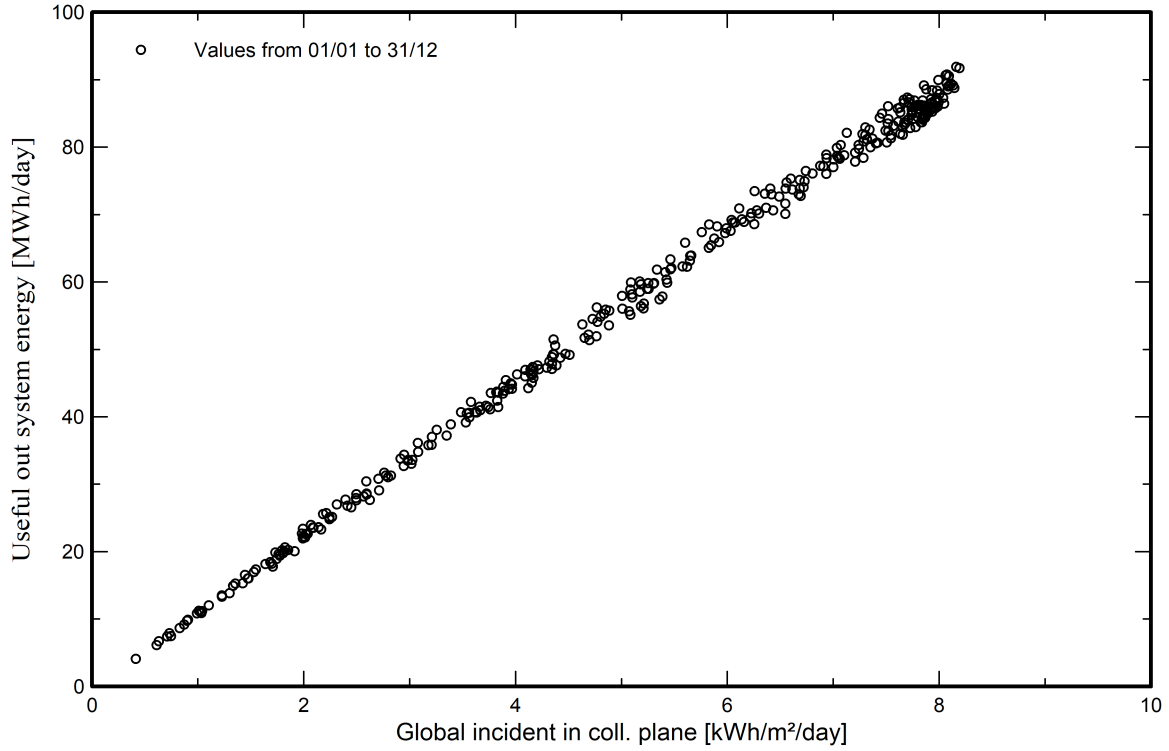
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss

Energy injected into grid

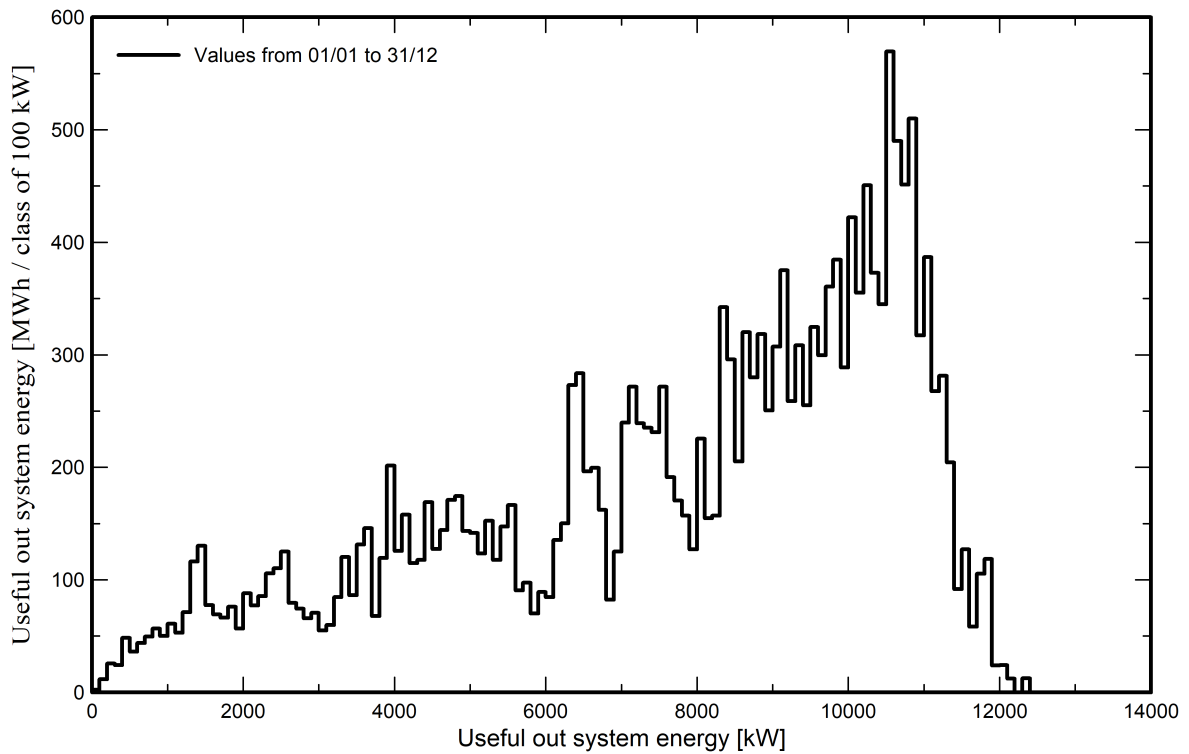


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: 3036_Bonorva_PV

Variant: Layout_Tracker_17.10.2023I

Tracking system with backtracking

System power: 20.88 MWp

Bonorva - Italy

Autore

Montana S.p.a. (Italy)



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
 18/10/23 15:15
 with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

Project summary

Geographical Site Bonorva Italy	Situation Latitude 40.41 °N Longitude 8.74 °E Altitude 498 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Bonorva PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		Near Shadings
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated Wind Speed threshold 0 m/s Wind stow position 0 °		Linear shadings : Fast (table) Diffuse shading Automatic
System information PV Array Nb. of modules 30268 units Pnom total 20.88 MWp	Inverters Nb. of units 59 units Pnom total 18.88 MWac Pnom ratio 1.106		
User's needs Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy 39914922 kWh/year	Specific production 1911 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 89.38 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

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



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
18/10/23 15:15
with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 5.00 m
Tracker width 2.38 m
GCR 47.7 %
Axis height above ground 2.10 m

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated
Wind Speed threshold 0 m/s
Wind stow position 0 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)
Diffuse shading Automatic

Backtracking array

Nb. of trackers 1234 units

Sizes

Tracker Spacing 5.00 m
Collector width 2.38 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 47.7 %
Phi min / max. -/+ 60.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 61.3 °
Backtracking pitch 5.00 m
Backtracking width 2.38 m

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.20
Bifaciality factor 80 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer CSI Solar Co., Ltd.
Model CS7N-690TB-AG 1500V
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 690 Wp
Number of PV modules 30268 units
Nominal (STC) 20.88 MWp
Modules 1081 Strings x 28 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 19.33 MWp
U mpp 1016 V
I mpp 19016 A

Total PV power

Nominal (STC) 20885 kWp
Total 30268 modules
Module area 94023 m²

Inverter

Manufacturer Sungrow
Model SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 320 kWac
Number of inverters 59 units
Total power 18880 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Max. power (=>30°C) 352 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.11
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 18880 kWac
Max. power 20768 kWac
Number of inverters 59 units
Pnom ratio 1.11



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
18/10/23 15:15
with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.87 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

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 -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 0.68 % at STC

Inverter: SG350HX-20A-Preliminary

Wire section (59 Inv.) Copper 59 x 3 x 150 mm²

Average wires length 100 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV

Average each inverter

Wires Copper 3 x 400 mm²

Length 500 m

Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 15 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 2.29 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 2.09 kVA

Iron loss fraction 0.09 % at STC

Copper loss 24.93 kVA

Copper loss fraction 1.09 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 3.05 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 9

Nominal power at STC 20.58 MVA

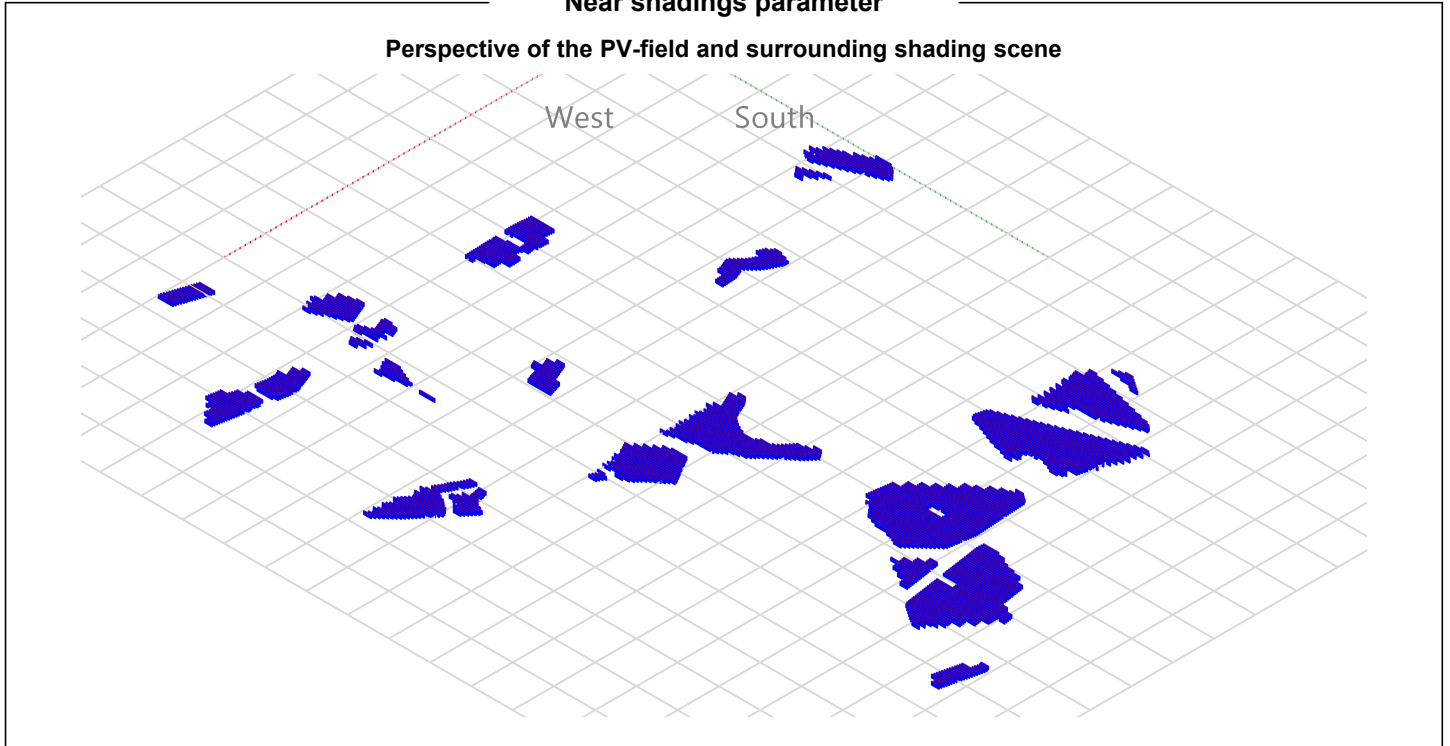
Iron loss (24/24 Connexion) 18.85 kVA

Copper loss 224.37 kVA



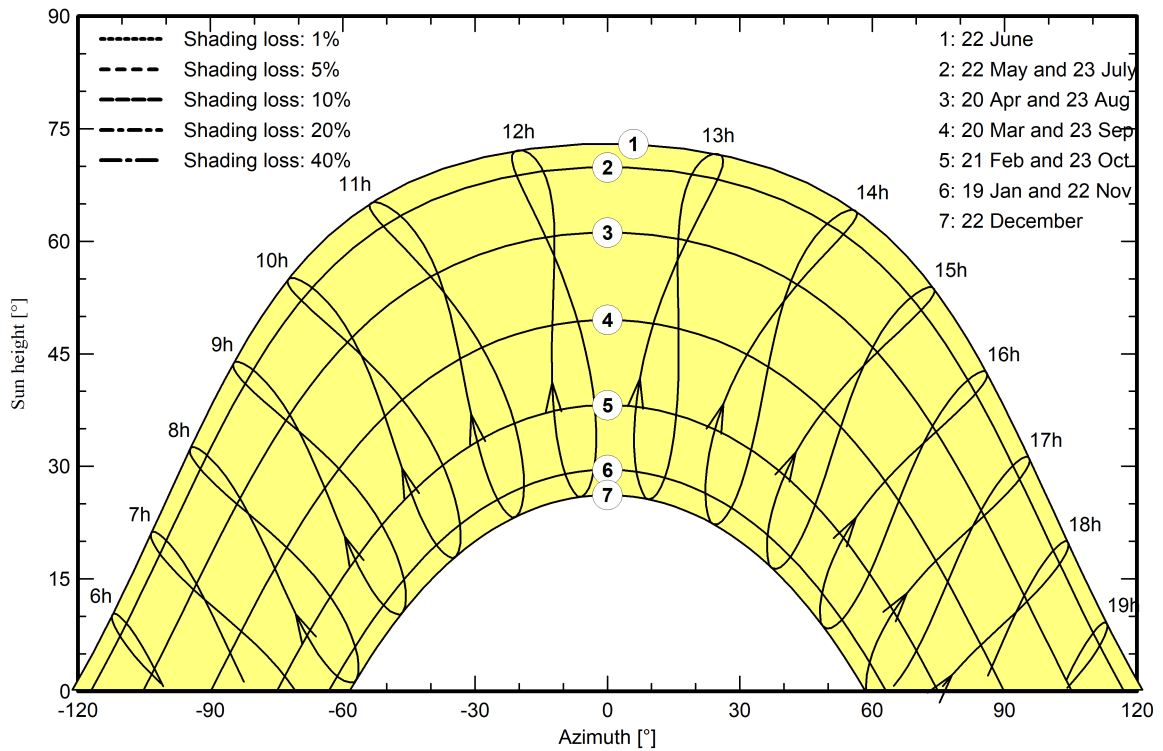
PVsyst V7.4.2
VC1, Simulation date:
18/10/23 15:15
with v7.4.2

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
 18/10/23 15:15
 with v7.4.2

Montana S.p.a. (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 39914922 kWh/year

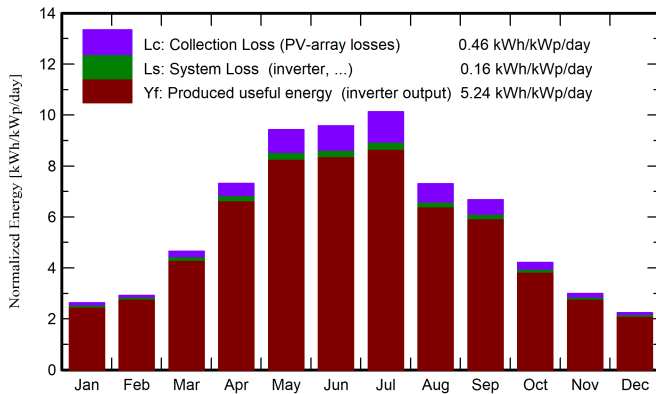
Specific production

1911 kWh/kWp/year

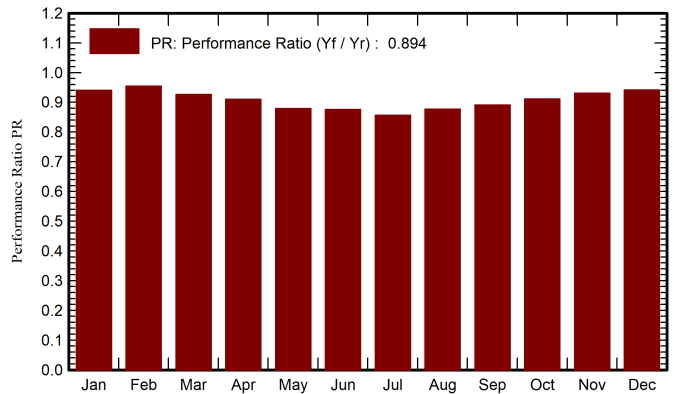
Perf. Ratio PR

89.38 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

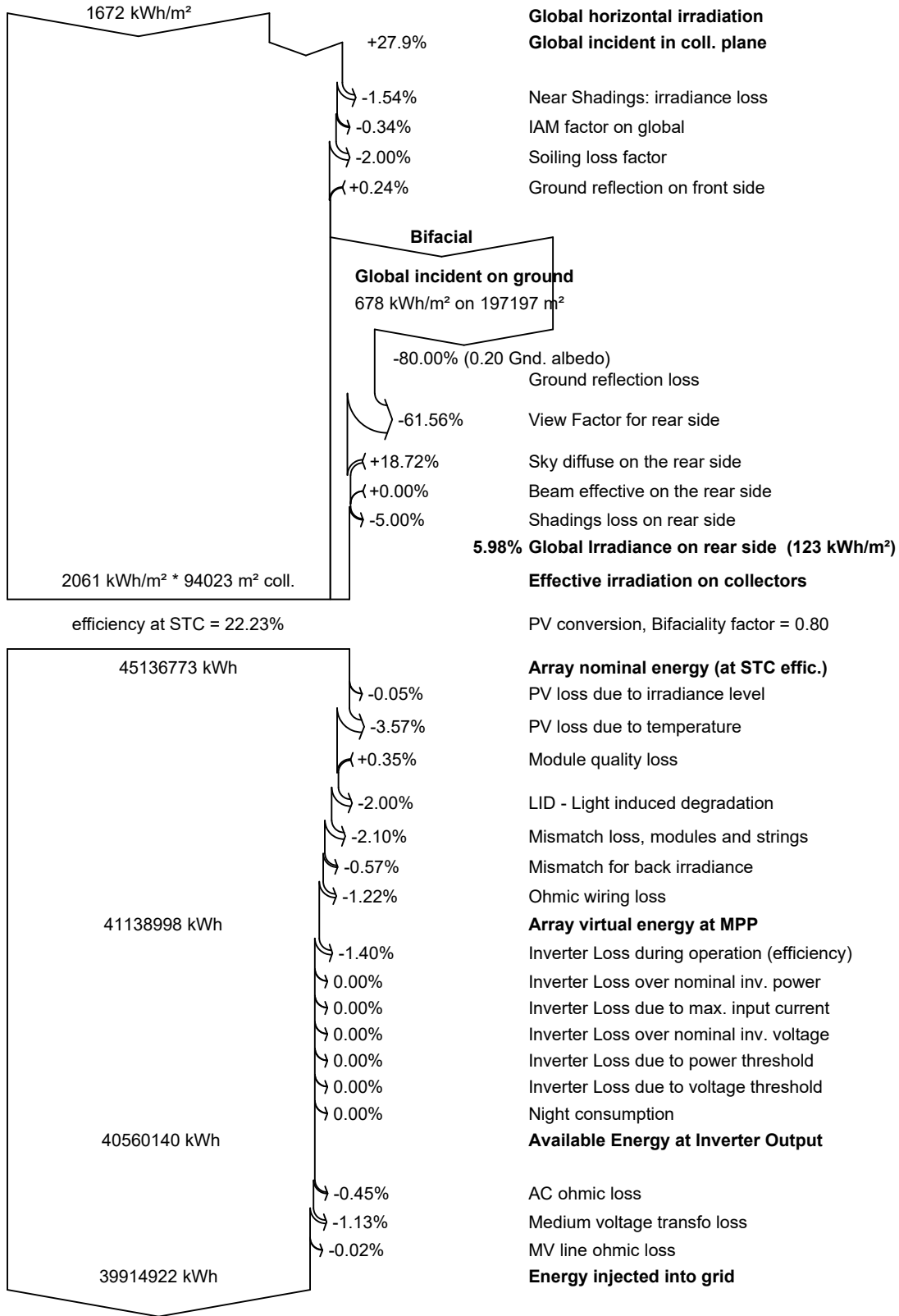
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	63.9	30.94	8.11	81.7	78.2	1653211	1604786	0.940
February	66.9	36.63	3.00	81.8	78.2	1679698	1630983	0.955
March	115.8	52.83	7.60	144.4	138.7	2879190	2795343	0.927
April	172.6	67.43	10.92	219.3	211.4	4294919	4169380	0.910
May	227.5	64.99	17.26	292.3	282.8	5533217	5364144	0.879
June	224.6	69.54	19.19	287.1	277.6	5413821	5250298	0.876
July	241.4	61.85	25.04	314.1	304.0	5792974	5615824	0.856
August	177.7	64.48	20.94	226.5	218.5	4275965	4147632	0.877
September	153.9	54.70	17.85	200.4	193.4	3839036	3727879	0.891
October	102.6	44.82	13.95	130.8	125.6	2562609	2488478	0.911
November	70.0	32.84	10.93	90.0	86.4	1801438	1750425	0.931
December	55.4	28.10	8.19	69.7	66.6	1412920	1369753	0.941
Year	1672.2	609.14	13.66	2138.2	2061.2	41138998	39914922	0.894

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



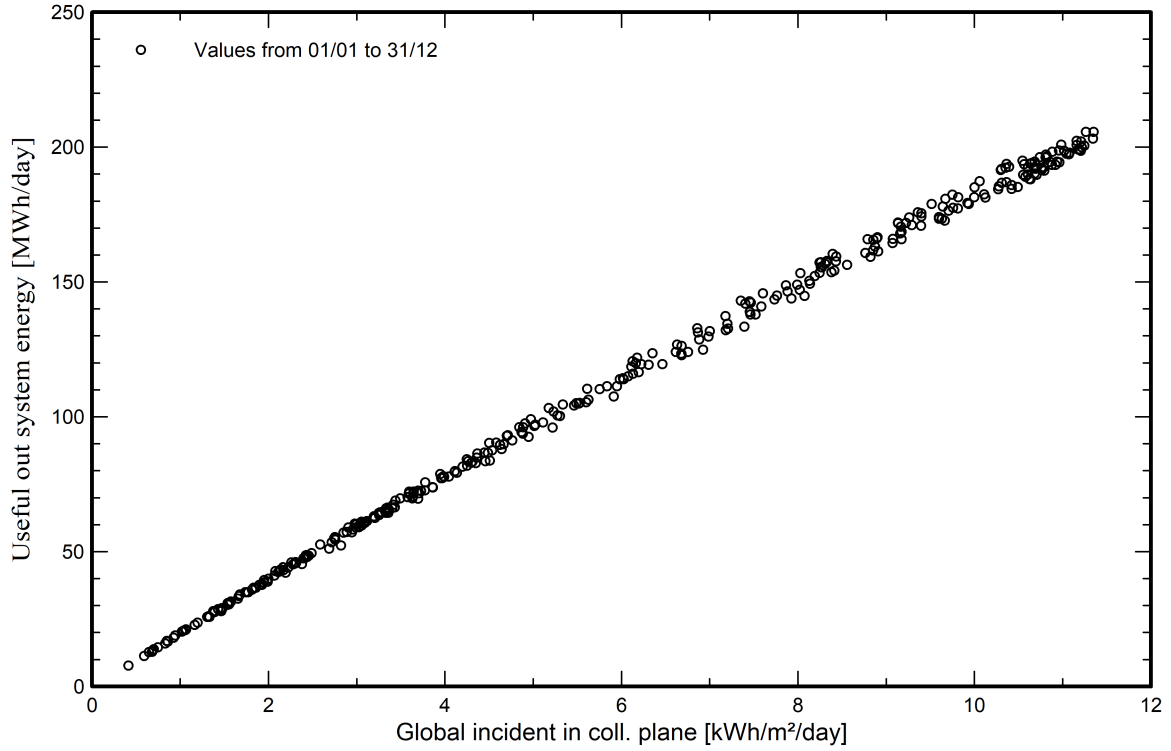
Loss diagram





Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

