

REGIONE MOLISE

**PROVINCIA DI CAMPOBASSO
COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA
Contrada Montebello snc**

Impianto Agro – Fotovoltaico APIDOR

PROGETTO DEFINITIVO

Realizzazione impianto agro fotovoltaico denominato “APIDOR” con potenza di picco 12.480 kWp e potenza di immissione in rete 9.588 kW comprensivo delle opere di connessione alla rete di distribuzione 20kV

ELABORATO		DATA
RELAZIONE PRODUCIBILITA' ENERGETICA		22/11/2021
N° PAGINE: 16	SCALA: ---	LIVELLO PROG.: PD
CODICE ELABORATO: RS06REL0005A0	ID E-DISTRIBUZIONE: T0737896	
<i>Valutazione di Impatto Ambientale</i>		

REVISIONI					
Rev.	Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
00	22/11/21	EMMISSIONE	COSTEN srl	ING. F. MULÈ	COSTEN srl

<p><u>Proponente</u></p> <p>QUANTUM PV 03 SRL Via Mannelli n° 5 00019 Tivoli (RM) P.IVA 15940861006 PEC: quantumpv03@legalmail.it</p>	<p><u>Progettazione: Ing. F. Mulè</u></p> 
<p><u>Progettazione</u></p>  <p>Costen srl Via Ninni Cassarà, 15 91011 Alcamo (TP) C.F./P.IVA: 02804040810 info@costen.it</p>	<p><u>Spazio riservato per le approvazioni</u></p>

Le opere previste nel presente progetto sono di pubblica utilità.

SOMMARIO

INTRODUZIONE GENERALE	PAG. 2
INTRODUZIONE	
DATI DI PROGETTO	PAG. 4
DESCRIZIONE DEL SITO D'INSTALLAZIONE	
DATI IDENTIFICATIVI DELL'IMPIANTO	PAG. 4
CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE E FISICHE	PAG. 4
DATI CLIMATICI E RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA E PRODUCIBILITA' IMPIANTO	PAG. 5

REPORT PVsyst



INTRODUZIONE GENERALE

INTRODUZIONE

L'impianto **agro fotovoltaico** oggetto della presente è composto da n.5 sottocampi di produzione di energia elettrica mediante **fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica denominato "Apidor"**, della potenza di picco di **12.480,00 kWp** con potenza complessiva in immissione da **9.588,00 kW**, da installare a terra su terreno agricolo con strutture **ad inseguimento "tracker" mono-assiali**, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -60° (est) e +60° (ovest), in modo da non modificare in maniera permanente l'assetto morfologico, geologico ed idrogeologico del sito d'installazione, con interspazi **minimi** fra le file di 5 m, ed altezza di circa 2,5 m dal piano di campagna, al fine di consentire la coltivazione ed evitare ombreggiamenti significativi tra i moduli che compongono le stringhe e con connessione dell'impianto alla rete elettrica pubblica (**grid-connected**), inoltre si precisa che gli impianti in esame del presente progetto effettueranno la cessione totale alla rete di distribuzione MT a 20kV dell'energia elettrica prodotta.

L'impianto agro fotovoltaico nella sua totalità sarà costituito da **650 stringhe** con ognuna **32 moduli** collegati in serie, nella sua globalità vi saranno pertanto **20800 moduli bifacciali tipo monocristallino da 600Wp ciascuno**, il sistema prevede n. 48 inverter di stringa trifase idonei all'installazione sul campo in prossimità delle stringhe ove convergeranno tutte le coppie di cavi lato cc configurate come da schema elettrico di progetto, gli inverter lato alternata saranno interconnessi in idoneo quadro elettrico generale di bassa tensione ubicato nella cabina elettrica di trasformazione.

L'area perimetrale dell'impianto sarà recintata e schermata con mandorlo e frassino.

Relativamente ai criteri di progettazione dell'impianto sopra sinteticamente descritto si rimanda alla relazione specialistica dell'impianto fotovoltaico, elaborato n. RS06REL0009A0.

La stesura della stessa è necessaria in quanto gli interventi relativi all'impianto in oggetto rientrano nei limiti di progettazione obbligatoria ai sensi del DM 22 gennaio 2008 n.37.

L'impianto fotovoltaico e relative cabine elettriche sarà suddiviso in **n.5 sottocampi** così distribuiti:

- **"Dal sottocampo 1 al sottocampo 4"** costituiti da **140 stringhe** con ognuna **32 moduli** collegati in serie, nella sua globalità vi saranno pertanto **4480 moduli tipo monocristallino da 600Wp ciascuno**, per una potenza nominale complessiva di **2.688,00 kWp**, il sistema prevede n.10 inverter di stringa trifase, interconnessi al quadro elettrico di bassa tensione ubicano nella cabina elettrica prefabbricata di trasformazione di campo, con potenza massima lato alternata in immissione pari a **2.000,00 kW**;
- **"Sottocampo 5"** costituito da **90 stringhe** con ognuna **32 moduli** collegati in serie, nella sua globalità vi saranno pertanto **2880 moduli tipo monocristallino da 600Wp ciascuno**, per una potenza nominale complessiva di **1.728,00 kWp**, il sistema prevede n.8 inverter di stringa trifase, interconnessi al quadro elettrico di bassa tensione ubicano nella cabina elettrica prefabbricata di trasformazione di campo, con potenza massima lato alternata in immissione pari a **1.588,00 kW**.

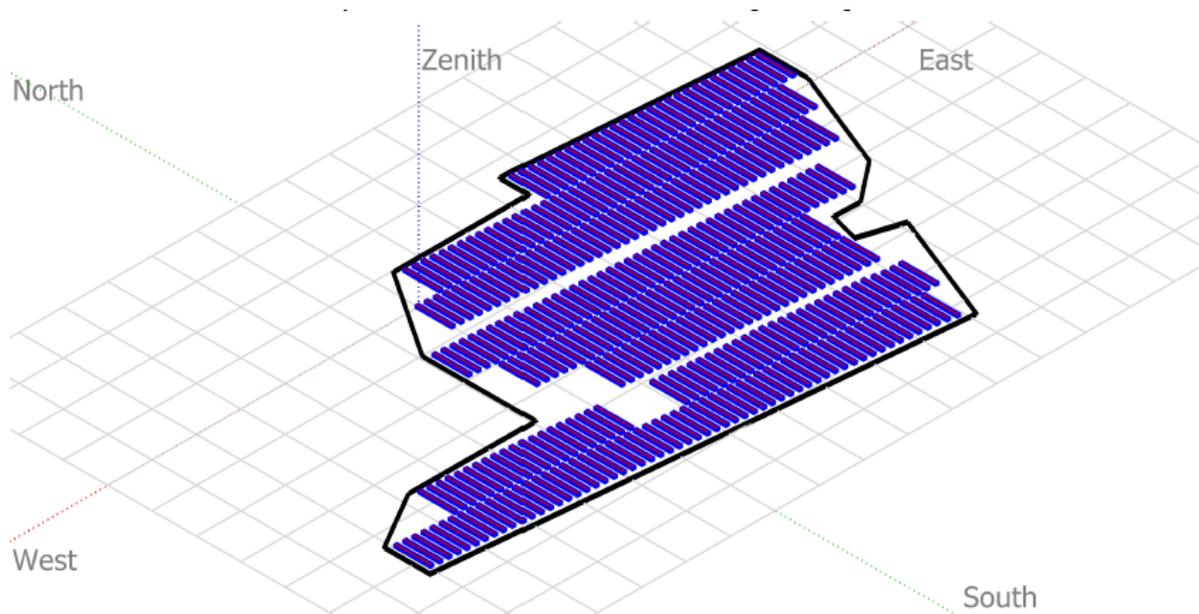
DATI DI PROGETTO

DESCRIZIONE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Il sito d'installazione è un unico lotto di terreno in area agricola sito nel comune di Montenero di Bisaccia (CB), sgombro da ombreggiature di particolare rilevanza, e si presta ottimamente all'installazione dell'impianto fotovoltaico con struttura ad inseguimento mono-assiali, al fine di consentire la coltivazione del terreno e installazione di arnie per allevamento di api.

DATI IDENTIFICATIVI DELL'IMPIANTO

Soggetto Responsabile dell'Impianto:	QUANTUM PV 03 S.R.L.
Ubicazione dell'impianto:	Comune di Montenero di Bisaccia (CB), Contrada Montebello, snc in catasto al foglio n° 10, particella n°58
Latitudine:	42°1'17.25"N
Longitudine	14°46'48.17"E
Elevazione	80 m s.l.m.



CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE E FISICHE

I moduli fotovoltaici, le rispettive strutture di sostegno ad inseguimento "tracker" mono-assiali, le opere accessorie e di connessione sono all'interno di un unico lotto di terreno nella disponibilità del proponente per cui, per essi, è stata definita un'unica area di impianto.

Per l'impianto agro-fotovoltaico in progetto sono stati stabiliti i parametri geografici della località in cui saranno installati riportati nella tabella sopra indicata "dati identificativi dell'impianto".

DATI CLIMATICI E RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA E PRODUCIBILITA' IMPIANTO

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

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html

<http://www.solaritaly.enea.it/>

Si è fatto riferimento a più banche dati ufficialmente riconosciute, facendo una media dei valori forniti per l'irraggiamento medio annuo su superfici piana e per le temperature medie annue della località di riferimento del sito.

Inoltre i valori ottenuti per la valutazione della risorsa solare disponibile in sito ed il dimensionamento dell'impianto è stata effettuata confrontando i dati di **irraggiamento** presenti nella norma **UNI 10349**, e calcolati secondo i metodi relativi alla norma **UNI 8477/1**, albedo 20% (erba) della totale radiazione.

Considerando al netto delle **perdite globali dell'impianto** in fase di avvio, come efficienza operativa media annuale dell'impianto il 90,0 % circa dell'energia del valore dell'efficienza nominale del campo fotovoltaico, la producibilità netta dell'intera area d'impianto (lotto) che si prevede di installare è di : **19.317,00 MWh/anno** di seguito si riportano i calcoli progettuali:

$$hs (\Delta t) = Er (\Delta t) / 1kW/m^2$$

dove:

Er = radiazione solare specifica incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico;

Δt = periodo di tempo;

hs = ore equivalenti solari

pertanto:

considerando 1 anno come intervallo di tempo e pervenendo in media 3.90 kWh/giorno di energia solare sulla superficie di 1 m², si ha:

$$hs (\text{anno}) = (3.90 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno} * 365 \text{ giorni}) / 1 \text{ kW/m}^2 = 1426,0 \text{ h}$$

Ciò premesso, il valore della **produzione elettrica attesa dall'impianto** durante il periodo di un anno, espressa in ore equivalenti di picco **heq** (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

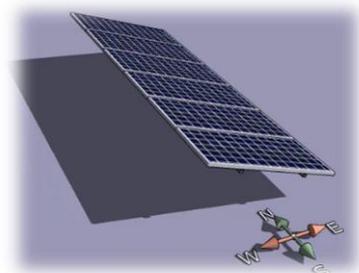
$$heq (\Delta t) = hs (\Delta t) * K * \eta_{pv} * \eta_{inv} = 1426,00 \text{ (sistema fisso)}$$

dove:

K è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0,90 e 0,98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistematici;

η_{pv} è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); valori tipici di η_{pv} sono compresi tra 0,85 e 0,90;

η_{inv} è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo; un valore tipico di η_{inv} è 0,95.



La producibilità netta attesa dall'impianto fotovoltaico oggetto della presente **avrà un incremento rispetto al sistema fisso** poiché realizzato con sistema ad inseguimento mono-assiale "giornaliero", stimata a circa **1548,00 kWh/anno per kWp installato**

La **produzione elettrica attesa** dell'impianto in un dato periodo Δt (anno), espressa in kWh, è quindi:

$$E_p (\Delta t) = P_{nom} * heq (\Delta t) = 12.480,00 * 1548,00 = \mathbf{19.317.000, kWh/anno (19.317,00 MWh)}$$

dove

P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico [kWp]

La suddetta stima è stata validata attraverso simulazioni con software specifico (PVsyst), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili, del quale si allega esito.

Per l'impianto oggetto della presente è ipotizzabile un ulteriore guadagno energetico rispetto a quello stimato in considerazione dell'impiego di moduli bifacciali che riescono a generare energia da entrambi i lati delle celle fotovoltaiche, aumentando in tal modo la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

Di seguito si allegano i report della simulazione.

Montenero di Bisaccia, 22/11/2021



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Variant: 600M & 215 KTL -48 ud - Tracker System_12,48MWp, 21112
Tracking system with backtracking
System power: 12.48 MWp



PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Project summary

Geographical Site Marina di Montenero Italy	Situation Latitude 42.02 °N Longitude 14.78 °E Altitude 55 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Marina di Montenero Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=22% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 20800 units		Nb. of units 48 units
Pnom total 12.48 MWp		Pnom total 9600 kWac
		Grid power limit 9588 kWac
		Grid lim. Pnom ratio 1.302

Results summary

Produced Energy 19317 MWh/year	Specific production 1548 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.99 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

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



PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Models used	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Nb. of trackers	325 units
Axis azimuth	0 °	Sizes	
		Tracker Spacing	9.50 m
		Collector width	4.49 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.3 %
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 61.6 °
Horizon		Near Shadings	
Average Height	2.7 °	Linear shadings	
Grid power limitation		User's needs	
Active Power	9588 kWac	Unlimited load (grid)	
Pnom ratio	1.302		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Risen Energy Co., Ltd	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	RSM120-8-600M	Model	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	20800 units	Number of inverters	48 units
Nominal (STC)	12.48 MWp	Total power	9600 kWac
Modules	650 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	11.40 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	990 V		
I mpp	11517 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	12480 kWp	Total power	9600 kWac
Total	20800 modules	Nb. of inverters	48 units
Module area	58866 m ²	Pnom ratio	1.30
Cell area	55162 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.48 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.5 % 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	-0.8 %
Loss Fraction	0.1 % at STC				
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss			
Loss Fraction	0.5 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %		



PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.982	0.930	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

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



PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 6.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.30 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126

Wire section (48 Inv.) Copper 48 x 3 x 240 mm²
Average wires length 415 m

MV line up to Injection

MV Voltage 20 kV
Average each inverter
Wires Copper 3 x 95 mm²
Length 13650 m
Loss Fraction 1.65 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 20 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 12243 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 2.45 kW/Inv.
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 2.74 mΩ/inv.
Loss Fraction 1.05 % at STC



PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Horizon definition

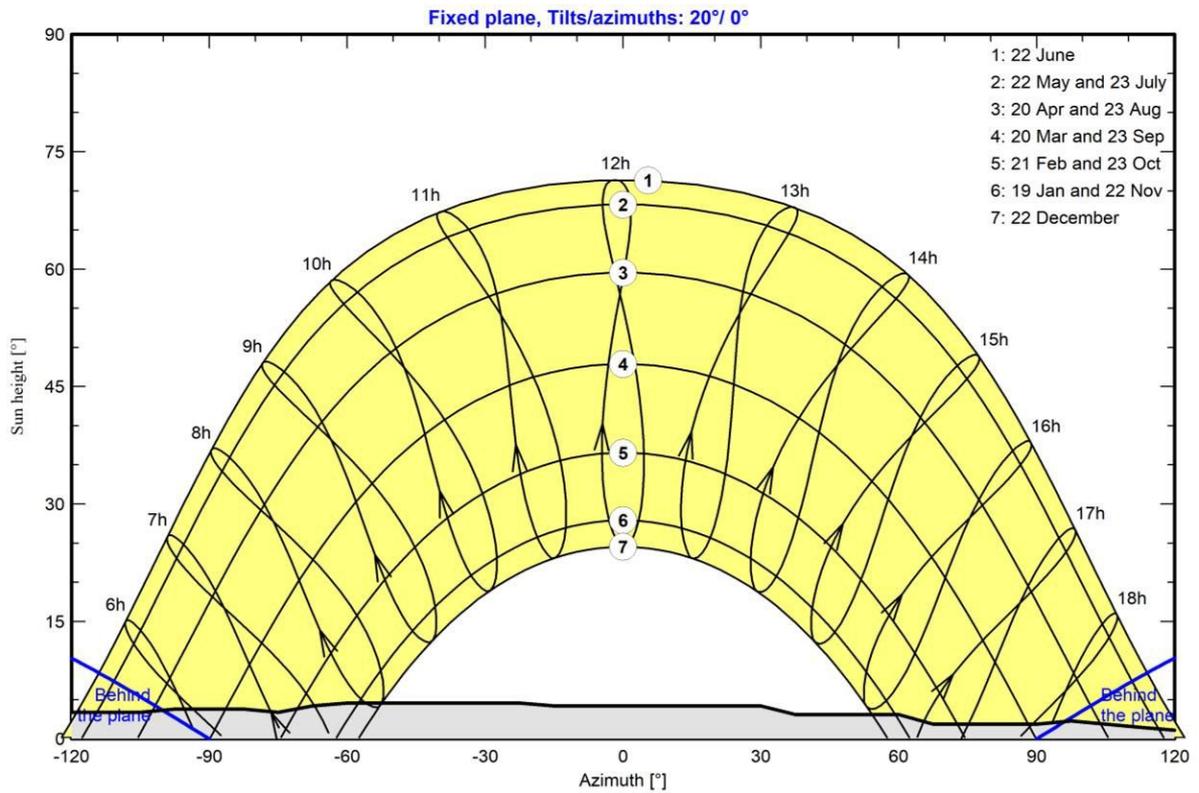
Horizon from PVGIS website API, Lat=42°1'15', Long=14°46'48', Alt=55m

Average Height	2.7 °	Albedo Factor	0.90
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-105	-98
Height [°]	0.0	0.4	1.1	1.9	3.1	3.1	2.7	2.7	3.4	3.4	3.8
Azimuth [°]	-83	-75	-68	-60	-23	-15	30	38	60	68	90
Height [°]	3.8	3.4	4.2	4.6	4.6	4.2	4.2	3.1	3.1	1.9	1.9
Azimuth [°]	98	105	113	120	128	135	143	158	180		
Height [°]	2.3	1.9	1.5	1.1	1.1	0.8	0.8	0.0	0.0		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

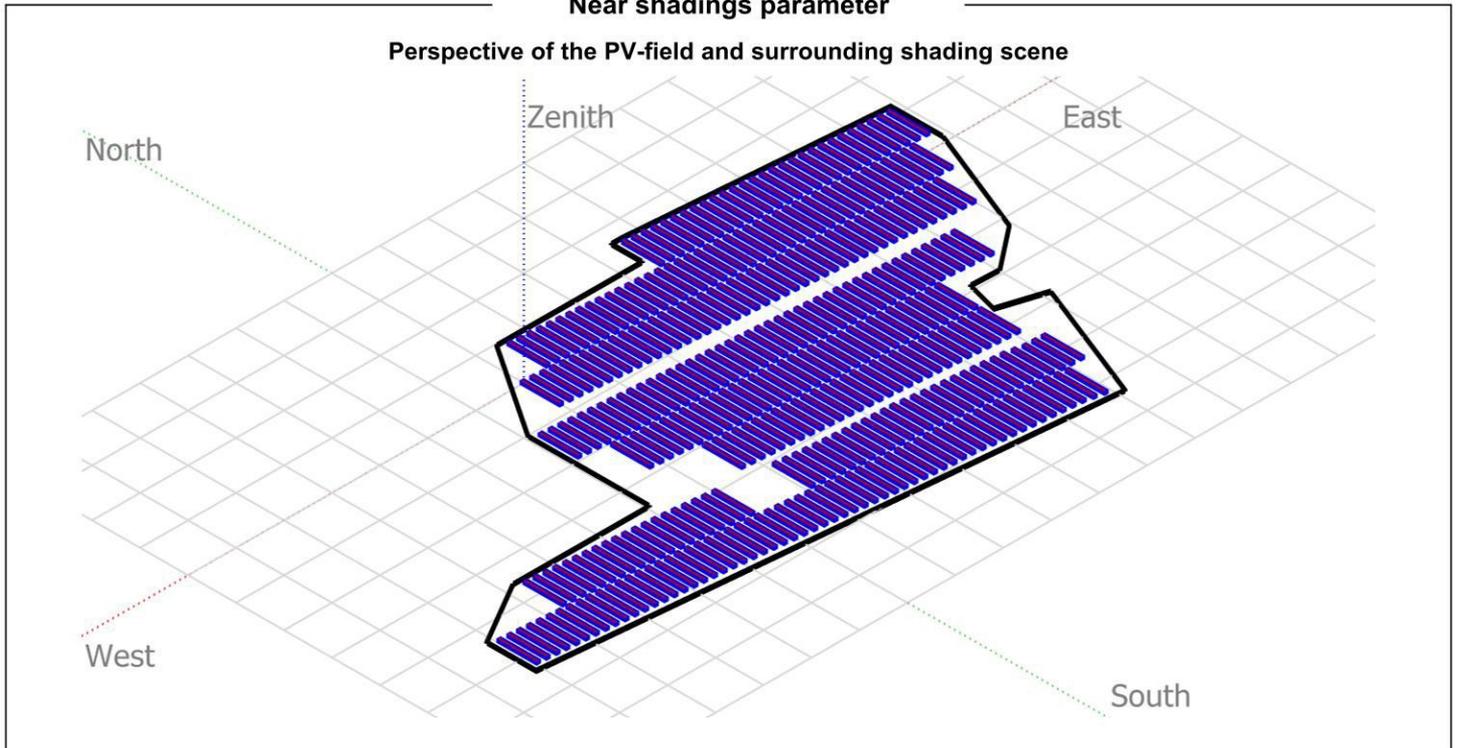




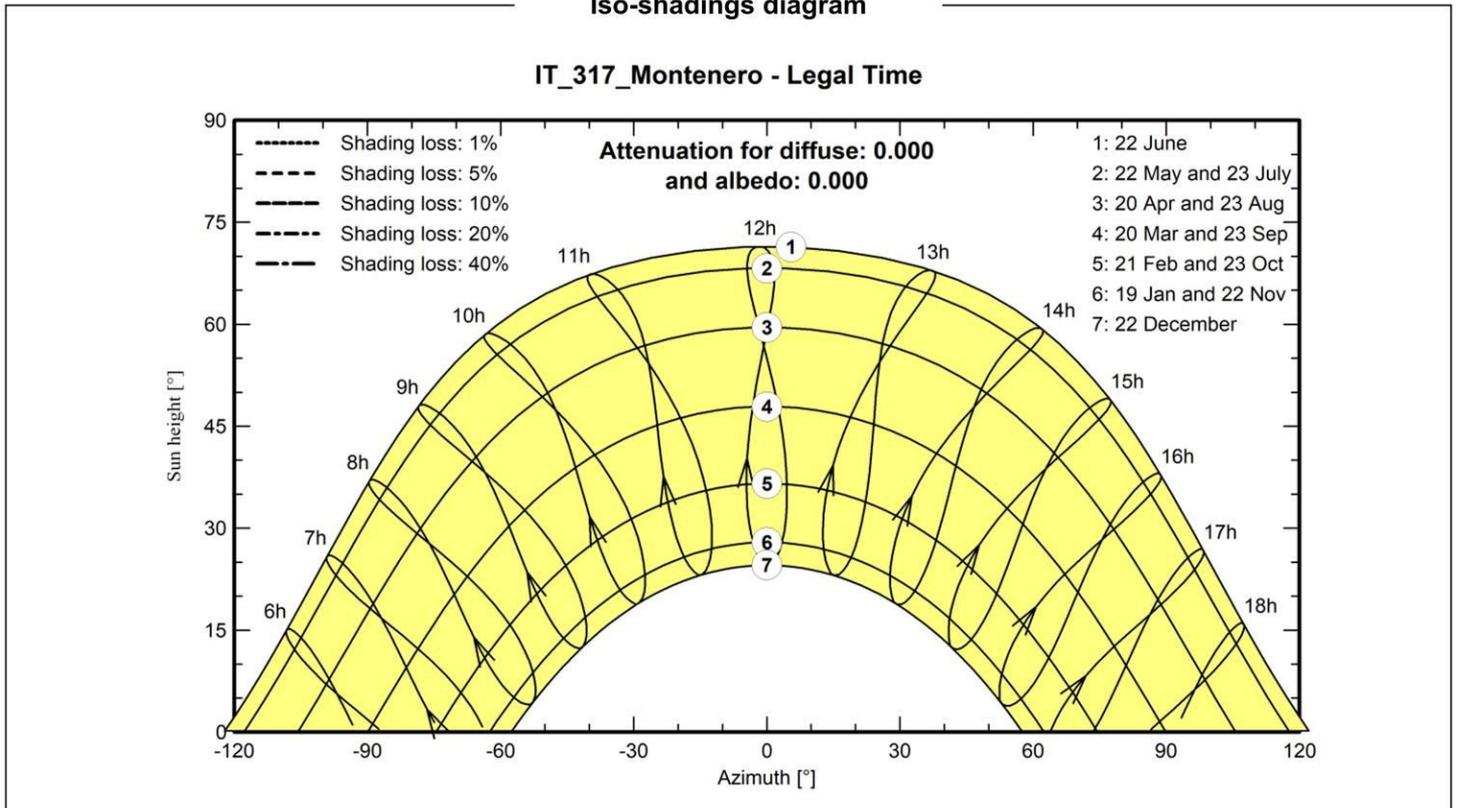
PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Main results

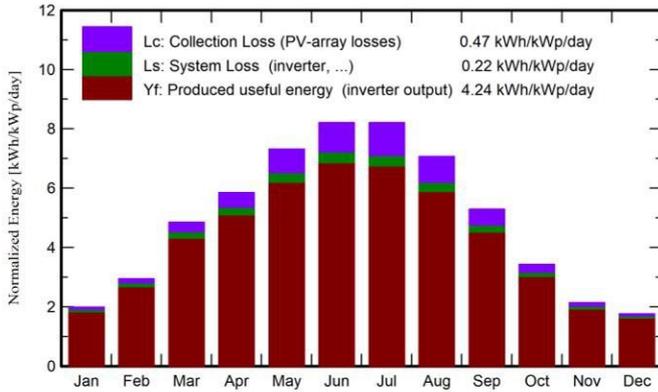
System Production

Produced Energy 19317 MWh/year

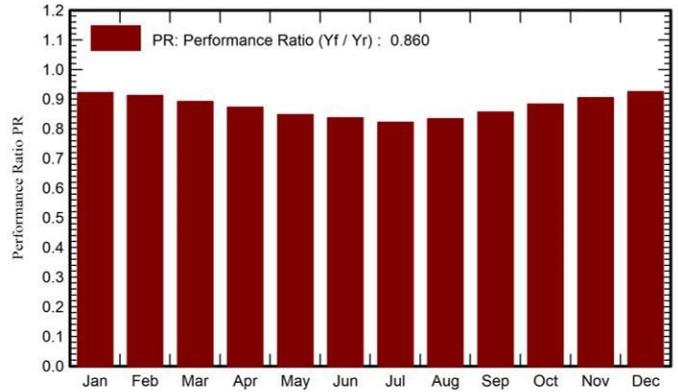
Specific production
Performance Ratio PR

1548 kWh/kWp/year
85.99 %

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 MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	48.8	26.79	6.68	61.5	58.1	743	708	0.922
February	65.5	32.29	7.30	82.6	78.2	985	940	0.912
March	115.9	51.38	10.40	150.2	143.2	1756	1672	0.892
April	142.6	71.87	13.01	175.6	167.2	2010	1913	0.873
May	181.4	83.34	18.29	226.9	216.5	2528	2401	0.848
June	195.0	83.98	22.52	246.2	235.5	2708	2571	0.837
July	199.9	79.55	25.52	254.5	243.3	2752	2612	0.822
August	171.4	75.45	24.85	219.0	209.3	2401	2280	0.834
September	125.3	53.61	19.42	158.7	151.0	1784	1696	0.857
October	85.5	45.85	16.16	106.2	100.7	1227	1171	0.883
November	52.6	30.67	11.34	64.1	60.3	758	724	0.904
December	42.4	21.23	7.82	54.5	51.6	660	630	0.925
Year	1426.2	656.03	15.33	1800.1	1714.9	20312	19317	0.860

Legends

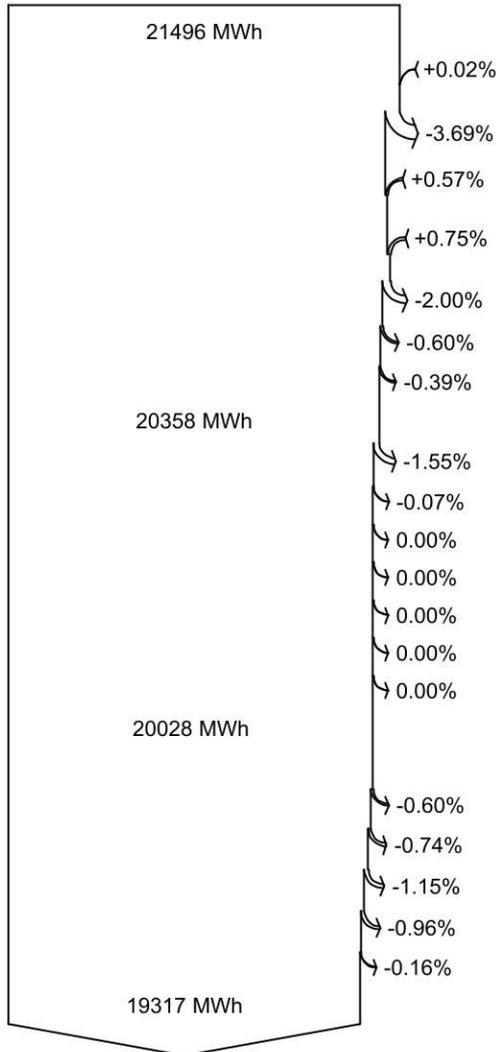
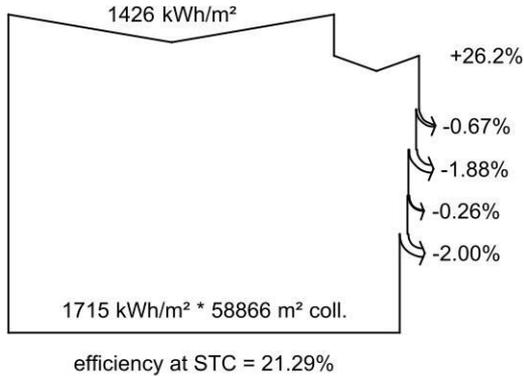
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

Unused energy (grid limitation)

Energy injected into grid

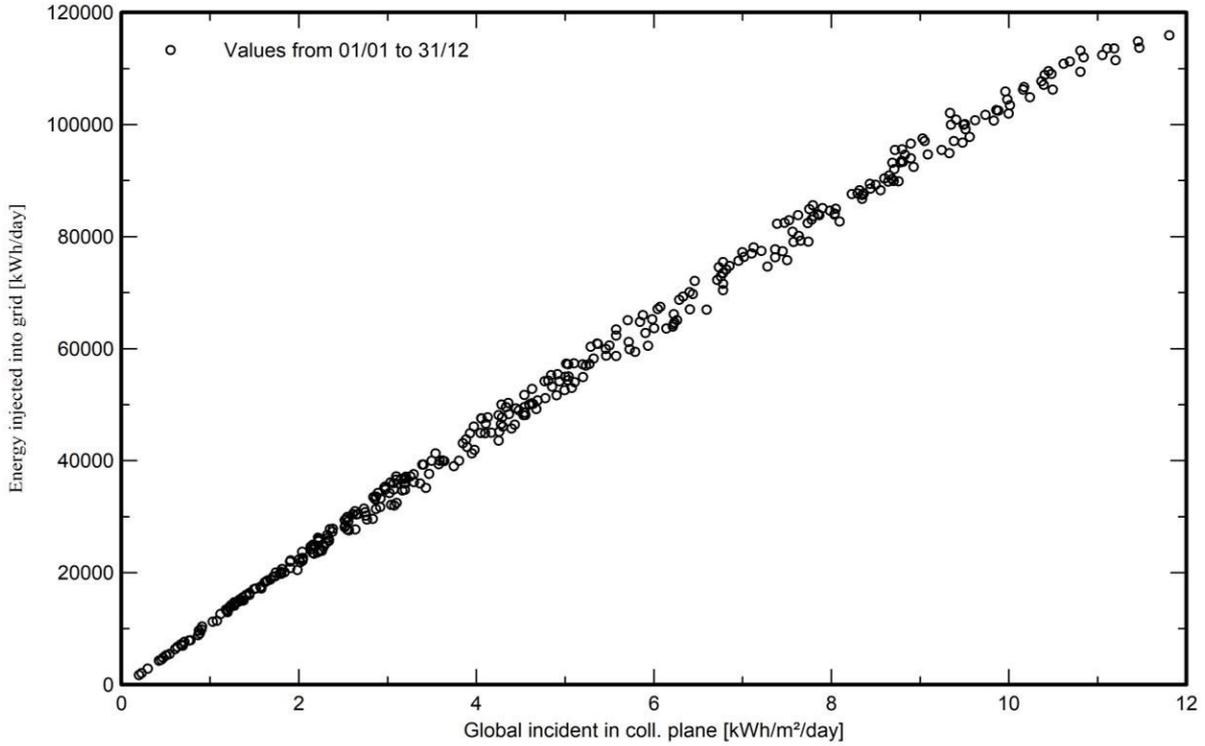


PVsyst V7.2.8

VCC, Simulation date:
12/11/21 16:13
with v7.2.8

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

