

00	Giugno 2021	PRIMA EMISSIONE	D. Di Lenarda	E. Livon	E. Livon
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO

# Volta Green Energy

**REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA**  
**Provincia di UDINE**  
**COMUNI DI SANTA MARIA LA LONGA E PAVIA DI UDINE**



PROGETTO: **IMPIANTO FOTOVOLTAICO "SANTO STEFANO"**  
**DA 59,1 MWp E 50 MW IN IMMISSIONE**  
**PROGETTO DEFINITIVO**

COMMITTENTE:

**Volta g.e.**  
green energy

Piazza Manifattura, 1 – 38068 Rovereto (TN)  
 Tel. +39 0464 625100 - Fax +39 0464 625101 - PEC volta-ge@legalmail.it

PROGETTISTA



L.I.N.E.A. s.r.l.  
 Via Tavagnacco, 89/9 - 33100 Udine  
 tel. 0432 410536 - fax 0432 831013  
 info@lineaing.com

LIVON INGEGNERIA ENERGIA AMBIENTE

OGGETTO DELL'ELABORATO:

**RELAZIONE SULLA PRODUCIBILITA'**  
**DELL'IMPIANTO**

N° ELABORATO				CODIFICA COMMITTENTE
3				R03

ID ELABORATO : PVSS\_R03\_Relazione Producibilità Impianto\_Rev00

Questo elaborato è di proprietà di Volta Green Energy ed è protetto a termini di legge

**Volta g.e.**  
green energy



**INDICE**

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>4</b>
2.1	GENERALITÀ .....	4
2.2	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA FOTOVOLTAICA 4	
2.3	DESCRIZIONE DEI CLUSTER.....	5
<b>3</b>	<b>CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ .....</b>	<b>6</b>
3.1	PREMESSA E SOFTWARE UTILIZZATO .....	6
3.2	RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA .....	6
3.3	PERDITE DEL SISTEMA .....	8
3.3.1	PERDITE PER OMBREGGIAMENTO .....	8
3.3.2	PERDITE PER BASSO IRRAGGIAMENTO.....	9
3.3.3	PERDITE PER TEMPERATURA .....	10
3.3.4	PERDITE PER QUALITÀ DEL MODULO FOTOVOLTAICO .....	10
3.3.5	PERDITE AC DI CONNESSIONE .....	11
3.4	PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA.....	11
3.5	BILANCIO DELLE EMISSIONI DI CO2 .....	12

**ALLEGATO: PVSYST REPORT**

## 1 PREMESSA

Volta Green Energy, con sede in 38068 Rovereto (TN), Piazza Manifattura n. 1, iscritta alla CCIAA di Trento al n° 02469060228, REA TN – 226969, Codice Fiscale e Partita IVA 02469060228 opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nasce dall'esperienza più che decennale di professionisti, con oltre 350 MW di parchi eolici e 100 MW di impianti fotovoltaici sviluppati, costruiti e gestiti.

Ad oggi, Volta Green Energy (di seguito anche "VGE") impiega direttamente poco meno di una trentina di risorse e gestisce, per conto di terzi, sette impianti eolici installati in Italia per 300,5 MW complessivi.

Accanto all'asset management degli impianti (completa gestione degli aspetti tecnici, permitting e patrimoniale, regolatori, finanziari, assicurativi, fiscali e di compliance) Volta Green Energy presta assistenza a terzi e svolge in proprio la ricerca e sviluppo di nuovi progetti, il monitoraggio e supervisione impianti 24/7 attraverso il proprio centro di telecontrollo e l'O&M (operation & management).

Ogni attività è svolta sulla base della conoscenza delle specifiche criticità e nel rispetto degli equilibri sociali, ambientali e territoriali in cui si inseriscono gli impianti in esercizio e le nuove iniziative.

Le attività svolte da Volta Green Energy afferiscono all'intero processo che porta alla produzione di energia da fonti rinnovabili: sviluppo di nuovi progetti, finanziamento, costruzione, Operation & Maintenance, vendita dell'energia; queste attività coinvolgono direttamente, l'ambiente, le comunità dove sono presenti gli impianti ed i clienti. Per questo, Volta Green Energy è dotata di un Sistema di Gestione Integrato che include temi etici e legali (D.Lgs. 231/01), requisiti di sistema ambientale (ISO 14001:2015) e di gestione salute e sicurezza (UNI ISO 45001:2018).

Volta Green Energy ha recentemente completato i lavori di una delle prime installazioni eoliche in Italia che, da aprile 2020 con successo, è operativa su base merchant, e cioè si sostiene economicamente senza il ricorso a produzione incentivata.

Si tratta di due ampliamenti di un parco eolico già in esercizio da 48 MW con una potenza aggiuntiva di 18 MW. Tutte le altre attività di realizzazione degli ampliamenti (ingegneria, permitting, lavori civili ed elettrici, acquisti, consulenze, ecc), le attività di collaudo, nonché gestione, coordinamento e armonizzazione tra tutti i diversi soggetti coinvolti e le rispettive attività, sono state svolte da Volta Green Energy, le cui professionalità avevano portato avanti anche lo sviluppo delle iniziative.

VGE ha in progetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato "Santo Stefano" sito in località "Lunghe", su terreni a destinazione agricola di proprietà privata, nei Comuni di Pavia di Udine e Santa Maria La Longa in provincia di Udine. L'impianto sorgerà in un territorio caratterizzato da un'orografia prevalentemente pianeggiante, ad un'altitudine media di 45 m.s.l.m.; occuperà una superficie di circa 89,5Ha ed una potenza in immissione pari a 50 MW.

Secondo quanto previsto dal preventivo di connessione prot. n. 35078 rilasciato da Terna SpA in data 11/06/2020, e trasmesso da Terna SpA alla VGE in data 11/06/2020, poi accettato da VGE in data 07/10/2020, l'impianto si collegherà alla RTN per la consegna della energia elettrica prodotta attraverso una stazione utente di

trasformazione e consegna (di seguito anche "SSEU") da collegare in antenna a 220 kV con la sezione 220 kV della Stazione Elettrica (SE) RTN 380/220 kV denominata "Udine Sud".

L'impianto fotovoltaico sarà suddiviso in cinque zone indentificate sulla base della loro posizione geografica: Cluster Nord A e Nord B, Cluster Centro A e Centro B e Cluster Sud. Dette zone avranno cabine di trasformazione interne atte all'innalzamento della tensione a 30kV per il collegamento di ciascun Cluster alla stazione di connessione dell'impianto alla rete di trasmissione nazionale.

## 2 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

### 2.1 Generalità

L'impianto fotovoltaico in oggetto è destinato alla produzione di energia elettrica e sarà collegato alla rete di trasmissione nazionale RTN attraverso una linea elettrica in cavo interrato esercita alla tensione di 220kV.

L'impianto produce energia elettrica in corrente continua che viene convertita in alternata attraverso degli inverter di stringa. Dagli inverter l'energia fluisce in bassa tensione fino alle cabine di campo, in totale undici, atte alla trasformazione della tensione da 800Vca a 30kVca da cui si dipartono le tre dorsali di media tensione che trasportano l'energia prodotta fino alla stazione di consegna 30/220kV.

L'impianto, in considerazione della sua estensione, è diviso in sottocampi denominati cluster.

Nel seguito si riassumono le potenze installate per ciascun sottocampo:

<b>Cluster</b>	<b>Potenza installata [MWp]</b>
<i>Nord A</i>	5,5
<i>Nord B</i>	5,2
<i>Centro A</i>	4,2
<i>Centro B</i>	3,0
<i>Sud</i>	41,2
<b>Totale</b>	<b>59,1</b>

### 2.2 Descrizione del sistema di produzione dell'energia fotovoltaica

I moduli fotovoltaici considerati sono in silicio monocristallino e saranno installati su strutture in acciaio zincato infisse nel terreno. Le strutture saranno tali da consentire l'inseguimento del massimo irraggiamento in direzione est – ovest e saranno dotate di sistema di controllo del backtracking atto alla massima riduzione degli effetti di ombreggiamento. Su ciascun inseguitore sarà possibile l'installazione di 28 pannelli fotovoltaici (full trackers) o di 14 pannelli fotovoltaici (half trackers) ciascuno della potenza di 550Wp. I pannelli saranno composti in stringhe connesse in ingresso agli inverter. Gli invertitori avranno potenza massima di 250kVA sul lato alternata e avranno la tensione di uscita di 800Vca così da ridurre le perdite sulle linee di connessione.

### 2.3 Descrizione dei cluster

Il parco fotovoltaico è diviso in sottocampi, ciascuno dotato di una o più cabine di trasformazione in accordo alla potenza fotovoltaica installata.

L'intero campo fotovoltaico conta in totale undici cabine di trasformazione.

Nella tabella si riassumono, per ogni cluster, gli inseguitori, i pannelli e gli inverter installati con indicazione delle potenze lato corrente continua e lato corrente alternata.

<b>Cabina</b>	<b>Full Trackers [n°]</b>	<b>Half Trackers [n°]</b>	<b>Pannelli Fotovoltaici [n°]</b>	<b>Potenza Installata [MW]</b>	<b>Numero Inverter [n°]</b>	<b>Pca Cabina [MVA]</b>
<b>CLUSTER NORD</b>						
CAB1	346	28	10080	5.5	22	5.00
CAB2	308	56	9408	5.2	20	4.50
<b>TOTALI Cluster Nord</b>	<b>654</b>	<b>84</b>	<b>19488</b>	<b>10.7</b>	<b>42</b>	<b>9.50</b>
<b>CLUSTER CENTRO</b>						
CAB3	253	34	7560	4.2	16	3.50
CAB4	181	22	5376	3.0	11	2.50
<b>TOTALI Cluster Centro</b>	<b>434</b>	<b>56</b>	<b>12936</b>	<b>7.2</b>	<b>27</b>	<b>6.00</b>
<b>CLUSTER SUD</b>						
CAB5	386	25	11158	6.1	24	5.50
CAB6	366	29	10654	5.9	23	5.00
CAB7	362	31	10570	5.8	23	5.00
CAB8	382	41	11270	6.2	24	5.50
CAB9	329	27	9590	5.3	21	4.50
CAB10	340	22	9828	5.4	21	4.50
CAB11	407	36	11900	6.5	26	6.00
<b>TOTALI Cluster Sud</b>	<b>2572</b>	<b>211</b>	<b>74970</b>	<b>41.2</b>	<b>162</b>	<b>36</b>
<b>TOTALI</b>	<b>3660</b>	<b>351</b>	<b>107394</b>	<b>59.1</b>	<b>231</b>	<b>51.50</b>

### 3 CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ

#### 3.1 Premessa e Software utilizzato

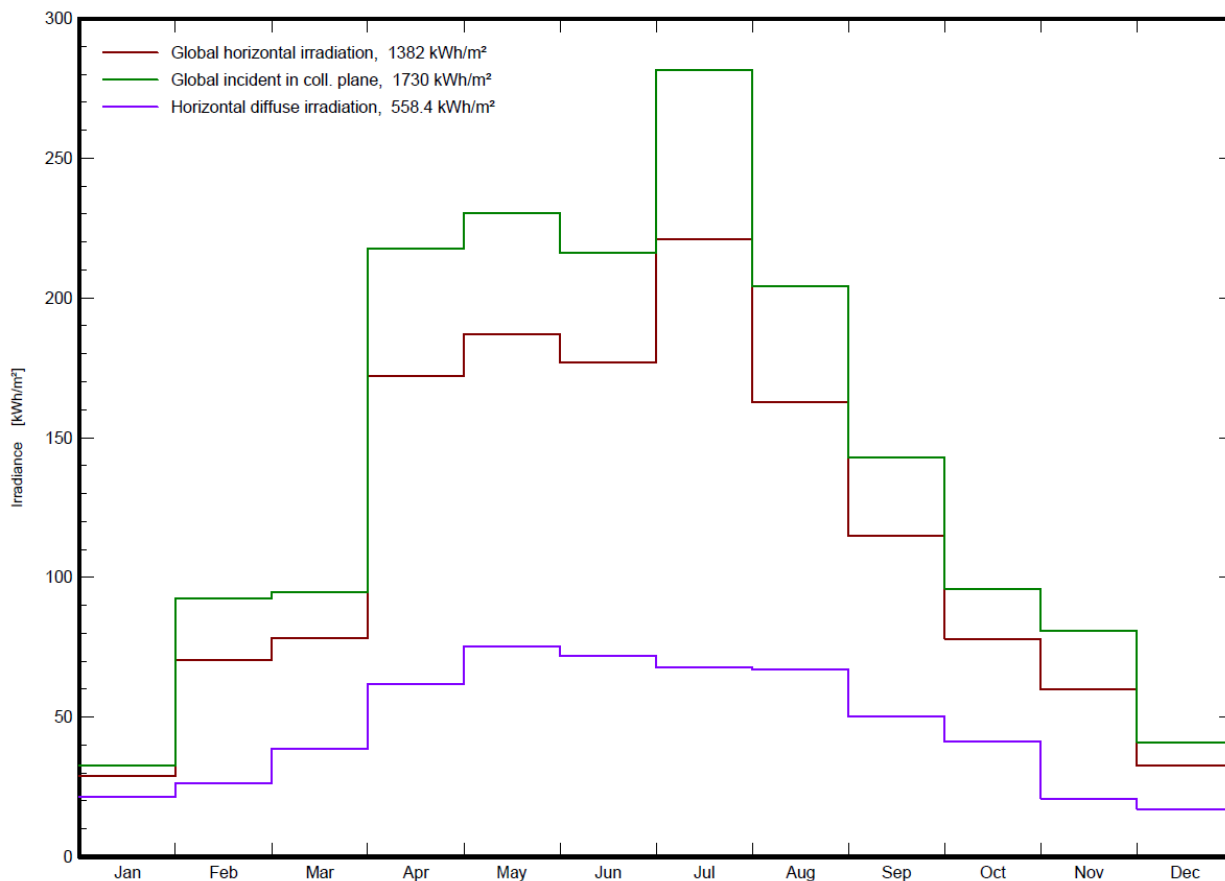
Il calcolo della producibilità è stato effettuato attraverso la simulazione di un settore di impianto con il software **PVSyst- versione 7.2.3**. In considerazione della dimensione del parco fotovoltaico la producibilità dello stesso è stata valutata per 1MWp installato, considerando gli ombreggiamenti legati agli ostacoli presenti nell'area e quindi moltiplicando i risultati per la potenza installata.

I risultati ottenuti sono nel seguito riportati.

#### 3.2 Radiazione solare media annua

Il sito di installazione si trova in provincia di Udine nel comune di Santa Maria la Longa. Per tale sito sono stati individuati i dati meteo relativi alla database PVGIS.

Nel seguito si riporta la linea di orizzonte del sito di interesse ed i dati meteo dello stesso.



**Geographical Site**  
**Santo Stefano Udinese**  
 Italy

**Situation**  
 Latitude 45.96 °N  
 Longitude 13.29 °E  
 Altitude 49 m  
 Time zone UTC+1

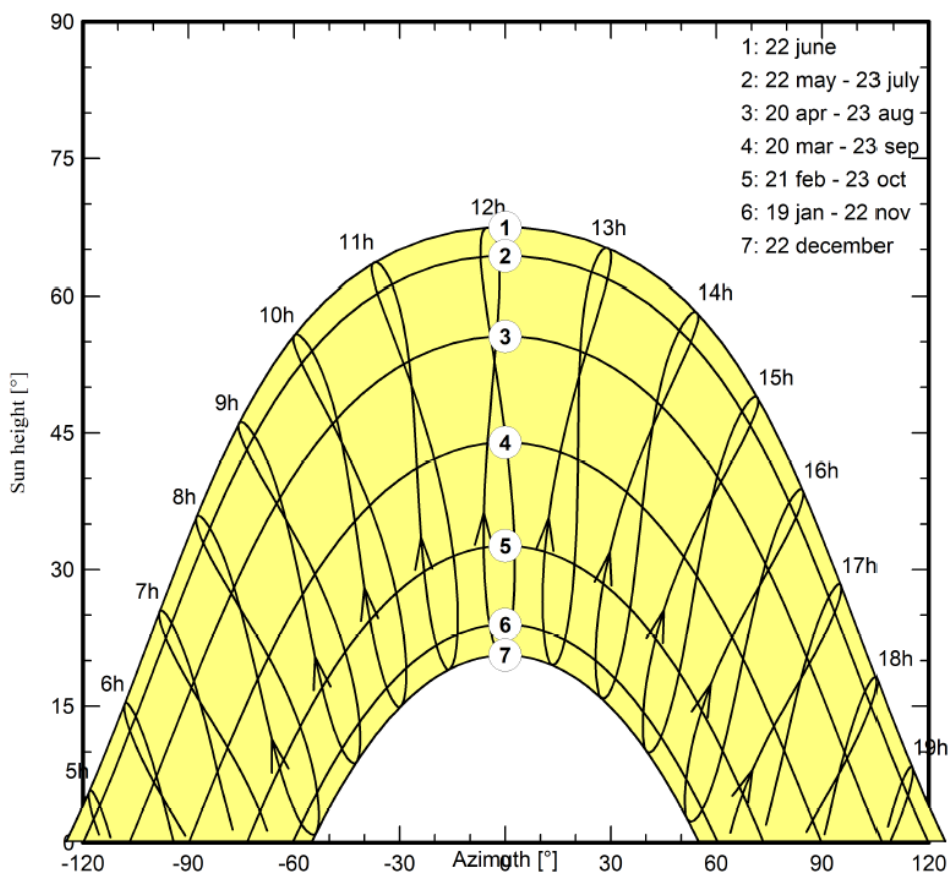
**Monthly Meteo Values**

Source PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Horizontal global	28.7	70.4	78.2	172.0	186.8	176.8	220.9	162.8	114.8	78.0	59.8	32.5	1381.7	kWh/m <sup>2</sup>
Horizontal diffuse	21.2	26.2	38.7	61.8	75.4	71.7	67.6	67.0	50.0	41.1	20.8	17.0	558.5	kWh/m <sup>2</sup>
Extraterrestrial	100.9	135.8	213.4	275.1	336.3	347.9	349.6	307.2	234.3	172.8	110.7	87.4	2671.6	kWh/m <sup>2</sup>
Clearness Index	0.284	0.518	0.366	0.625	0.555	0.508	0.632	0.530	0.490	0.451	0.540	0.372	0.517	ratio
Ambient Temper.	6.2	5.3	6.3	14.8	16.5	21.3	23.7	20.8	19.1	14.2	8.1	2.7	13.3	°C
Wind Velocity	1.7	2.5	2.3	2.4	2.0	2.0	2.7	1.9	2.2	2.0	2.2	2.2	2.2	m/s

**Monthly Meteo Values**

**Solar paths at Santo Stefano Udinese, (Lat. 45.9590° N, long. 13.2937° E, alt. 49 m) - Legal Time**



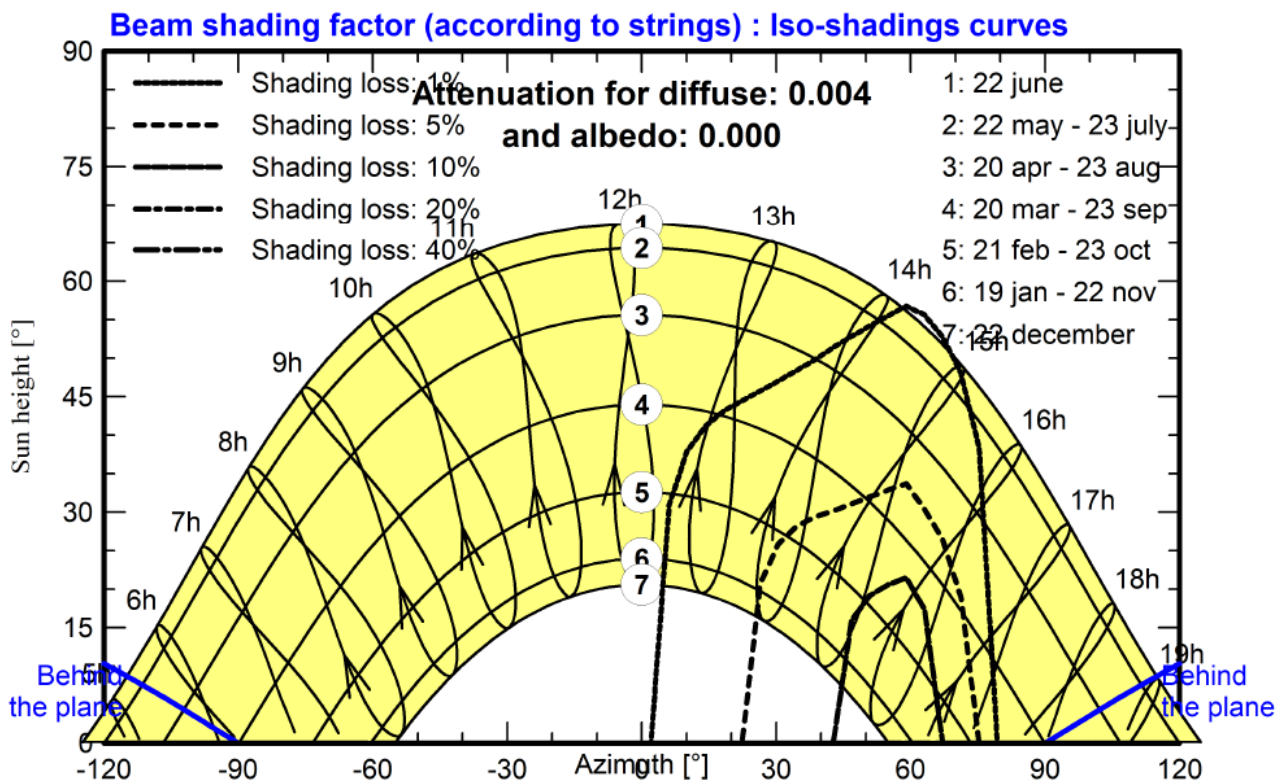


### 3.3 Perdite del sistema

Di seguito si dettagliano le perdite del sistema, illustrando i criteri di valutazione di ciascuna componente.

#### 3.3.1 PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono 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. Gli eliostati sono stati disposti su file ad interasse di 9.5m l'una dall'altra al fine di ricercare il miglior compromesso tra irraggiamento ed ombreggiamento dei piani fotovoltaici. La morfologia del territorio è pianeggiata, tuttavia la presenza di ostacoli artificiali, quali ad esempio i piloni della transitante linea 380kV, comportano la presenza di ombreggiamenti.



Grazie all'utilizzo di strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale, dotate di sistema di "backtracking", tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione preliminare risulta pari a pari a -2,77%.

### 3.3.2 PERDITE PER BASSO IRRAGGIAMENTO

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

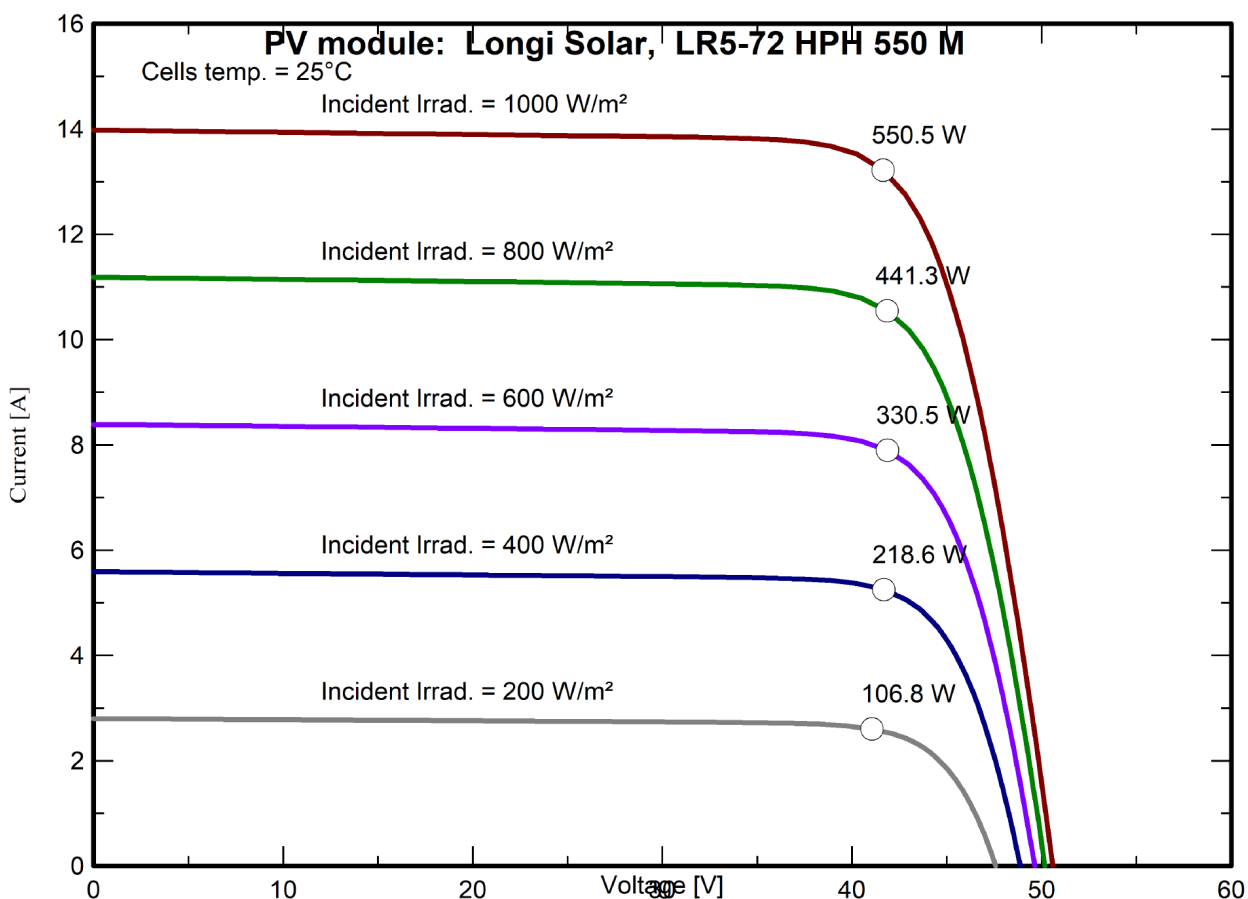
$$\Delta\eta = - 0,4 \cdot \ln( I/1000 ) \cdot \eta_n$$

dove:

I = irraggiamento in W/m<sup>2</sup>

$\eta_n$  l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m<sup>2</sup>.

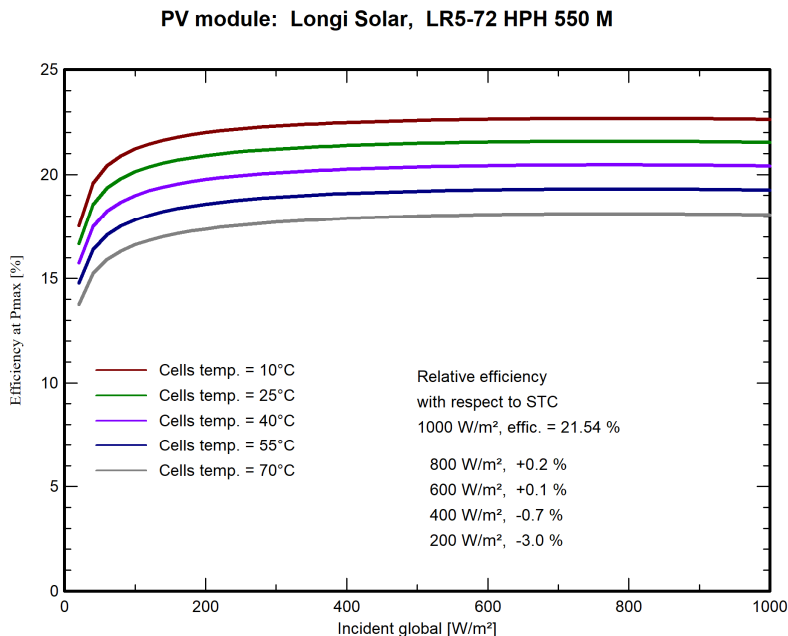
Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database PVGIS), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito si riporta, è stata effettuata la valutazione di tale parametro.



Il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,82 %.

### 3.3.3 PERDITE PER TEMPERATURA

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.



In fase preliminare è stata valutata la perdita per effetto della temperatura, ottenendo una stima di riduzione dell'energia prodotta del 6.68%.

### 3.3.4 PERDITE PER QUALITÀ DEL MODULO FOTOVOLTAICO

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali, -0% + 1% sulla potenza nominale di 550W.

La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura.

Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,25% (guadagno).

### 3.3.5 PERDITE AC DI CONNESSIONE

In considerazione delle linee di connessione di bassa tensione degli inverter alle cabine di trasformazione di campo, delle perdite proprie dei trasformatori bt/MT, delle linee di media tensione esercite a 30kV afferenti alla stazione MT/AT, delle apparecchiature e servizi ausiliari installati, in fase preliminare è stimata la perdita globale del sistema sul lato corrente alternata con la riduzione dell'energia consegnata alla rete di trasmissione del 1,55%.

### 3.4 Producibilità del sistema

In considerazione di quanto esposto, è stata condotta la simulazione tramite il software PVSyst relativa ad 1MWp installato considerando, in via cautelativa, anche gli ombreggiamenti.

La valutazione della producibilità complessiva, in via preliminare, è stata computata replicando quanto simulato per la potenza installata complessiva pari a 59,1MWp.

	<i>Irraggiamento orizzontale Globale</i>	<i>Temperatura ambiente</i>	<i>Irraggiamento globale incidente sul piano</i>	<i>Irraggiamento globale effettivo</i>	<i>Energia in uscita dal campo @1MWp</i>	<i>Energia immessa in rete @1MWp</i>	<i>Indice di rendimento PR</i>	<i>Energia TOTALE prodotta dal campo</i>	<i>Energia TOTALE immessa in rete</i>
	<i>kWh/m<sup>2</sup></i>	<i>°C</i>	<i>kWh/m<sup>2</sup></i>	<i>kWh/m<sup>2</sup></i>	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>	<i>ratio</i>	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>
<b>Gennaio</b>	28,7	6,24	32,4	29,4	28,9	27,8	0,853	1707,99	1642,98
<b>Febbraio</b>	70,4	5,33	92,6	86,5	84,1	81,7	0,879	4970,31	4828,47
<b>Marzo</b>	78,2	6,28	94,6	89,4	85,2	82,4	0,868	5035,32	4869,84
<b>Aprile</b>	172	14,82	217,6	210,3	189,9	183,6	0,841	11223,09	10850,76
<b>Maggio</b>	186,8	16,45	230,3	223,1	199	192,2	0,832	11760,9	11359,02
<b>Giugno</b>	176,8	21,34	216,3	209,9	183,9	177,7	0,819	10868,49	10502,07
<b>Luglio</b>	220,9	23,74	281,6	274,4	236,1	228	0,807	13953,51	13474,8
<b>Agosto</b>	162,8	20,81	204,2	197,3	175,1	169,4	0,827	10348,41	10011,54
<b>Settembre</b>	114,8	19,12	142,7	136,4	123,8	119,9	0,837	7316,58	7086,09
<b>Ottobre</b>	78	14,15	96	89,9	85,1	82,6	0,857	5029,41	4881,66
<b>Novembre</b>	59,8	8,05	80,9	74,2	73	70,9	0,874	4314,3	4190,19
<b>Dicembre</b>	32,5	2,68	40,9	36,9	37	35,8	0,871	2186,7	2115,78
<b>Annuale</b>	1381,8	13,29	1730,2	1657,8	1501	1451,9	0,837	88709,1	85813,2

Definito l'irraggiamento globale disponibile e considerata la disposizione degli eliostati, la presenza di ombreggiamenti e le perdite tutte, l'impianto raggiunge un valore di indice di rendimento annuale pari a 83,7% e **la produzione di complessiva annua di energia elettrica immessa in rete risulta pari a 85,8 GWh/anno.**

### **3.5 Bilancio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

L'impatto positivo che la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica produce sull'ambiente è valutabile attraverso la stima della riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera.

Il fattore di emissione del sistema elettrico nazionale che rappresenta il valore medio di emissioni di CO<sub>2</sub> relativo alla produzione di 1kWh di energia elettrica in Italia è pari a 423 gCO<sub>2</sub>/kWh, ossia 423 tCO<sub>2</sub>/GWh (fonte IEA – International Energy Agency).

**Attraverso la produzione di 88.709GWh/anno di energia elettrica da fonte solare dell'impianto, si avrà la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera pari a:**

<b><math>88,709 \text{ GWh/anno} \times 423 \text{ tCO}_2/\text{GWh} = 37.523,9 \text{ tCO}_2 / \text{anno}</math></b>
--

Stimando una vita utile di impianto di 25 anni, nel corso della durata considerata l'impianto contribuirà ad evitare l'emissione in atmosfera di 938.098 tCO<sub>2</sub>.

Il bilancio di emissioni di CO<sub>2</sub> deve considerare i quantitativi generati per la produzione di tutte le parti del campo fotovoltaico stimato in 2.200 tCO<sub>2</sub>/MW<sub>p</sub>, e pertanto complessivamente pari a 2.200 tCO<sub>2</sub>/MW<sub>p</sub> x 59,1 MW<sub>p</sub> = 130.020 t CO<sub>2</sub> che saranno recuperati in meno di 4 anni:

$$130.020 / 37.523,9 = 3,46 \text{ anni}$$

Il Bilancio complessivo delle emissioni di CO<sub>2</sub> è pertanto nettamente positivo e pari a circa 21,5 anni di mancate emissioni per la produzione di 88,7 GWh/anno:

<b><math>938.098 - 130.020 = 808.078 \text{ tCO}_2</math></b>
---



# Project: VOGEO1P-1MW-Bkts-Shade-01

Variant: New simulation variant-01

## PVsyst V7.2.3

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

L.IN.E.A. srl (Italy)

### Project summary

**Geographical Site**  
Santo Stefano Udinese  
Italy

**Situation**  
Latitude 45.96 °N  
Longitude 13.29 °E  
Altitude 49 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**  
Albedo 0.20

**Meteo data**  
Santo Stefano Udinese  
PVGIS api TMY

### System summary

**Grid-Connected System**  
Simulation for year no 1

**Tracking system with backtracking**

**PV Field Orientation**  
Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**  
According to strings  
Electrical effect 100 %

**User's needs**  
Unlimited load (grid)

#### System information

**PV Array**  
Nb. of modules 1824 units  
Pnom total 1003 kWp

**Inverters**  
Nb. of units 4 units  
Pnom total 900 kWac  
Pnom ratio 1.115

### Results summary

Produced Energy 1452 MWh/year Specific production 1447 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.65 %

### Table of contents

Project and results summary	1
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	2
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
CO <sub>2</sub> Emission Balance	10



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

**General parameters**

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Backtracking strategy</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Models used</b>	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Nb. of trackers	70 units
Axis azimuth		Averages of diff. arrays	
0 °		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	9.50 m
		Collector width	4.78 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	50.3 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Backtracking limit angle</b>	
		Phi limits	+/- 59.7 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	
		100 %	
		<b>User's needs</b>	
		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SG250HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	225 kWac
Number of PV modules	1824 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1003 kWp	Total power	900 kWac
<b>Array #1 - Sub-Array #1</b>		<b>Array #2 - Sub-array #2</b>	
Number of PV modules	504 units	Number of inverters	1 units
Nominal (STC)	277 kWp	Total power	225 kWac
Modules	24 Strings x 21 In series	Operating voltage	600-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	250 kWac
Pmpp	253 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.23
U mpp	795 V		
I mpp	318 A		
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>		<b>Array #4 - Sub-array #4</b>	
Number of PV modules	456 units	Number of inverters	1 units
Nominal (STC)	251 kWp	Total power	225 kWac
Modules	24 Strings x 19 In series	Operating voltage	600-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	250 kWac
Pmpp	229 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	719 V		
I mpp	318 A		
<b>Array #5 - Sub-array #5</b>		<b>Array #6 - Sub-array #6</b>	
Number of PV modules	432 units	Number of inverters	1 units
Nominal (STC)	238 kWp	Total power	225 kWac
Modules	24 Strings x 18 In series	Operating voltage	600-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	250 kWac
Pmpp	217 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	681 V		
I mpp	318 A		



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

**PV Array Characteristics**

**Array #4 - Sub-array #4**

Number of PV modules	432 units	Number of inverters	1 units
Nominal (STC)	238 kWp	Total power	225 kWac
Modules	24 Strings x 18 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	600-1500 V
Pmpp	217 kWp	Max. power (=>30°C)	250 kWac
U mpp	681 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	318 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1003 kWp	Total power	900 kWac
Total	1824 modules	Nb. of inverters	4 units
Module area	4662 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.11
Cell area	4229 m <sup>2</sup>		



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

**Array losses****Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Serie Diode Loss**

Voltage drop 0.7 V  
Loss Fraction 0.1 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.3 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**Module average degradation**

Year no 1  
Loss factor 0.4 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year  
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	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

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 9.3 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Sub-Array #1**

Global array res. 41 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Sub-array #2**

Global array res. 37 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - Sub-array #3**

Global array res. 35 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - Sub-array #4**

Global array res. 35 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**System losses****Auxiliaries loss**

constant (fans) 500 W  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses****Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 2.49 % at STC

**Inverter: SG250HX**

Wire section (1 Inv.) Alu 1 x 3 x 150 mm<sup>2</sup>  
Wires length 1004 m

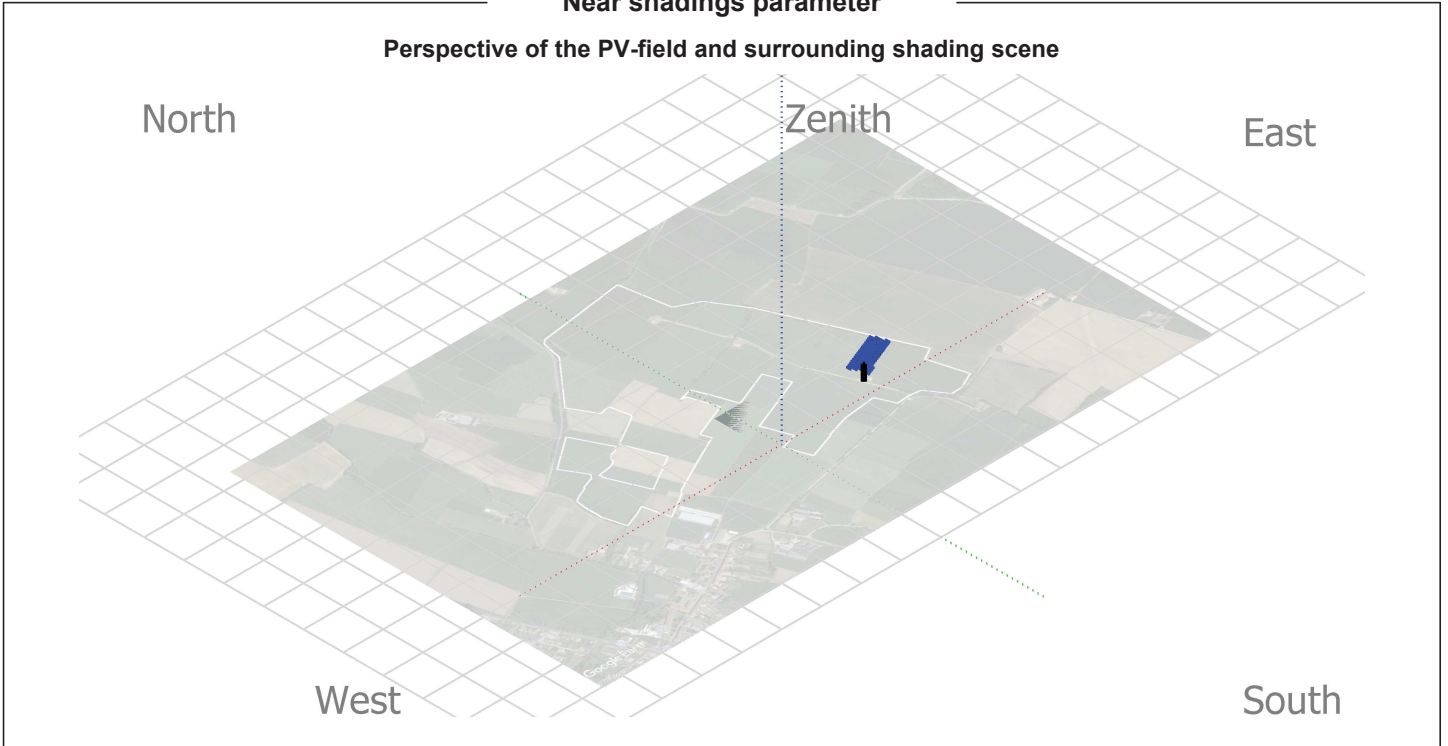
**Inverter: SG250HX**

Wire section (3 Inv.) Alu 3 x 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 0 m



Near shadings parameter

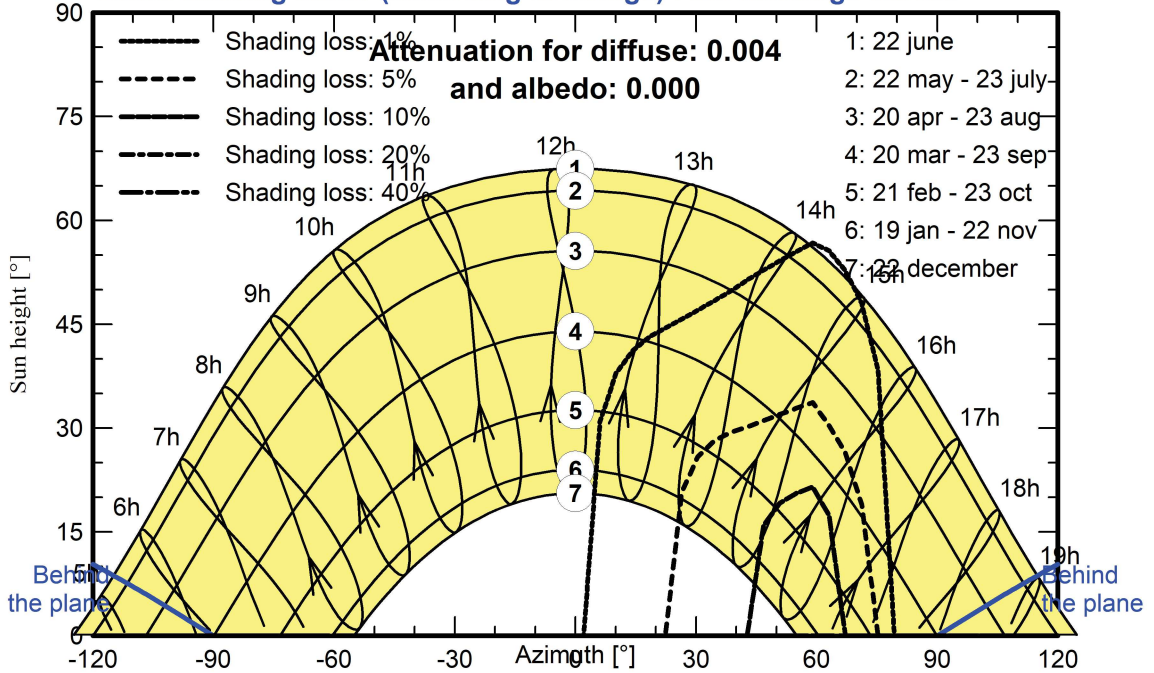
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

VOG01P-1MW-Bkts-Shade-01

Beam shading factor (according to strings) : Iso-shadings curves



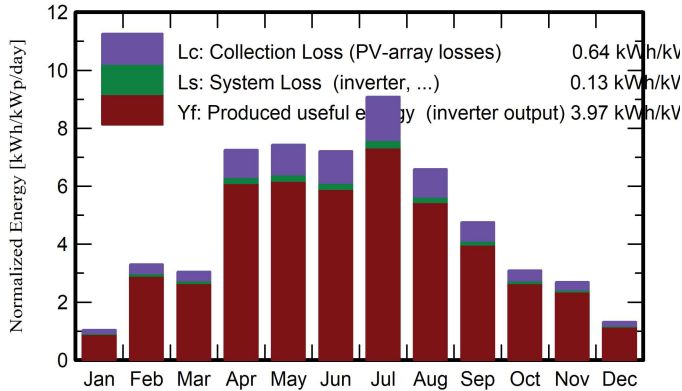


**Main results**

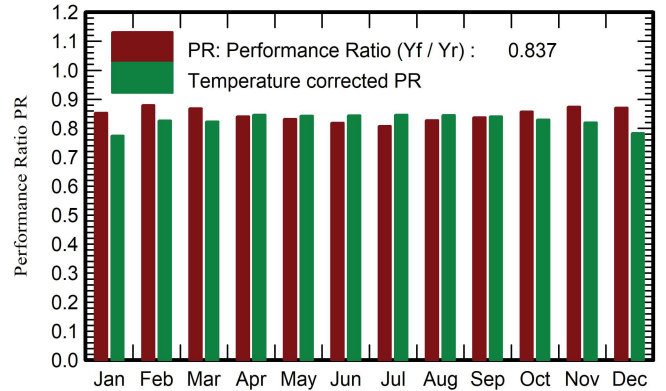
**System Production**

Produced Energy 1452 MWh/year Specific production 1447 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 83.65 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
<b>January</b>	28.7	21.22	6.24	32.4	29.4	28.9	27.8	0.853
<b>February</b>	70.4	26.16	5.33	92.6	86.5	84.1	81.7	0.879
<b>March</b>	78.2	38.67	6.28	94.6	89.4	85.2	82.4	0.868
<b>April</b>	172.0	61.77	14.82	217.6	210.3	189.9	183.6	0.841
<b>May</b>	186.8	75.35	16.45	230.3	223.1	199.0	192.2	0.832
<b>June</b>	176.8	71.71	21.34	216.3	209.9	183.9	177.7	0.819
<b>July</b>	220.9	67.56	23.74	281.6	274.4	236.1	228.0	0.807
<b>August</b>	162.8	66.98	20.81	204.2	197.3	175.1	169.4	0.827
<b>September</b>	114.8	50.01	19.12	142.7	136.4	123.8	119.9	0.837
<b>October</b>	78.0	41.05	14.15	96.0	89.9	85.1	82.6	0.857
<b>November</b>	59.8	20.82	8.05	80.9	74.2	73.0	70.9	0.874
<b>December</b>	32.5	17.04	2.68	40.9	36.9	37.0	35.8	0.871
<b>Year</b>	1381.8	558.35	13.29	1730.2	1657.8	1501.0	1452.0	0.837

**Legends**

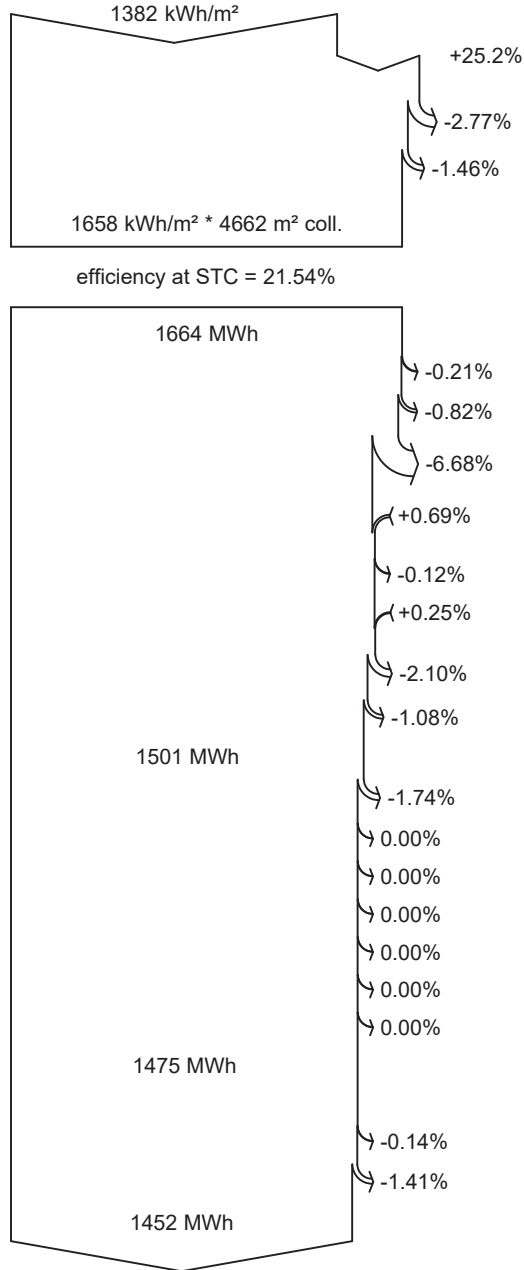
GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  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



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

**Loss diagram**

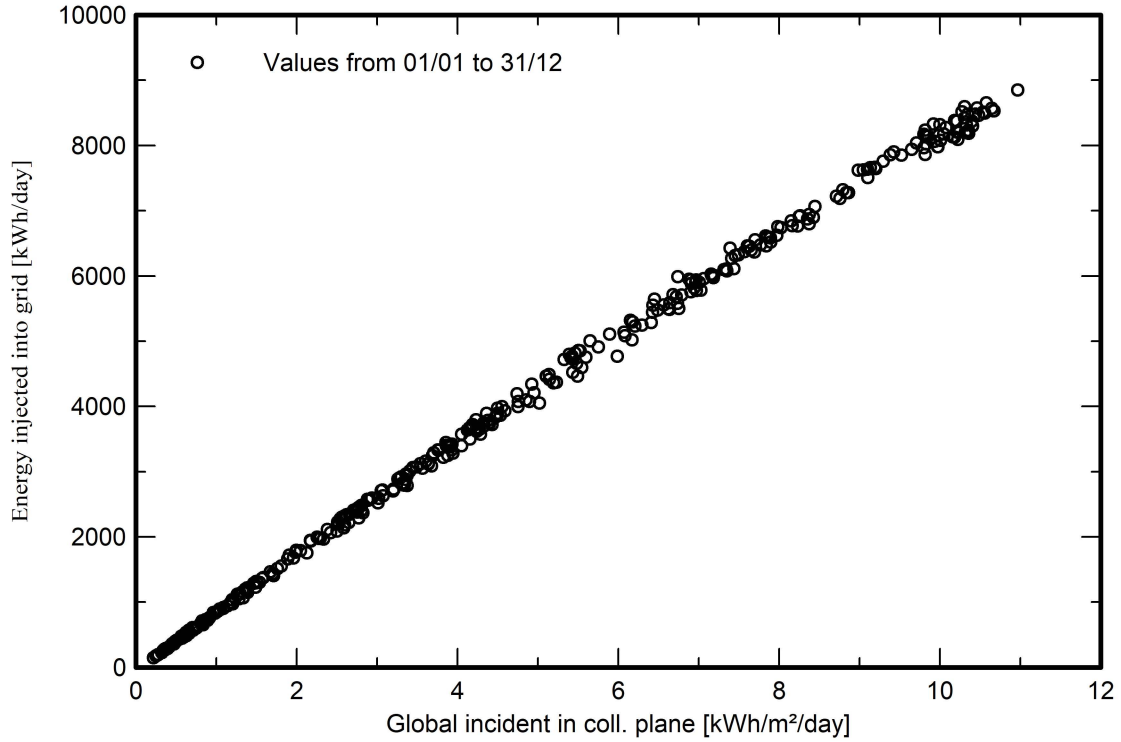


- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- Module Degradation Loss ( for year #1)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Spectral correction
- Shadings: Electrical Loss acc. to strings
- 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**
- Auxiliaries (fans, other)
- AC ohmic loss
- Energy injected into grid**

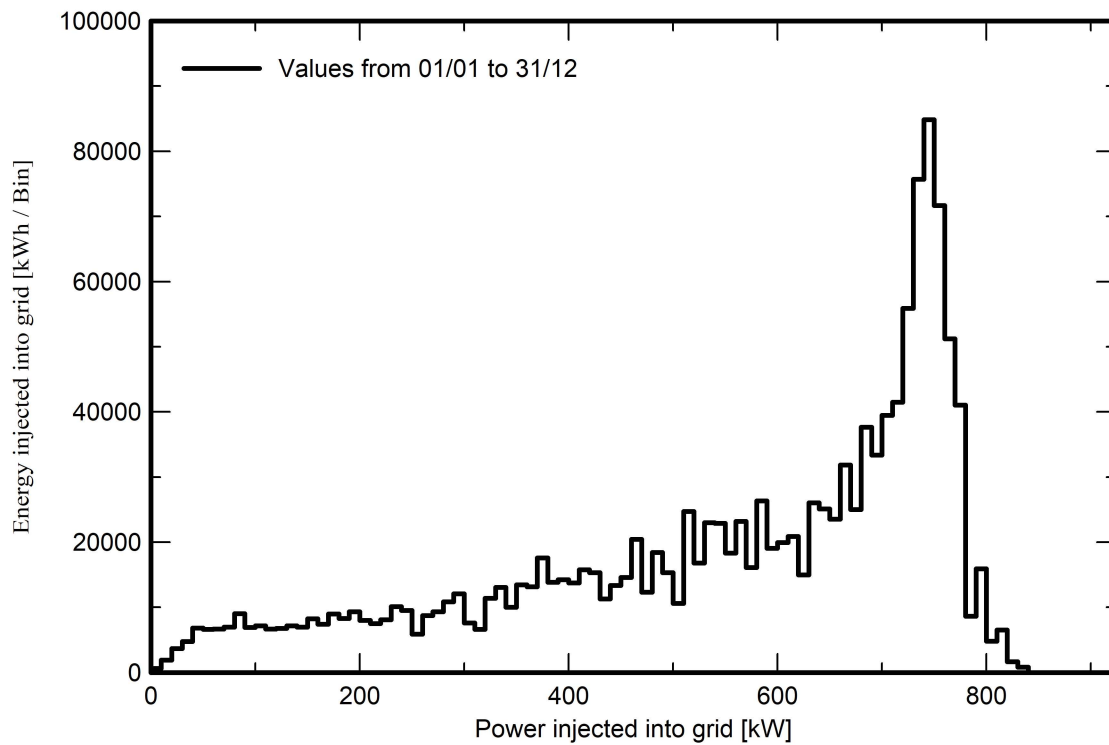


Special graphs

Daily Input/Output diagram



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Meteo data source           PVGIS api TMY  
Kind                         TMY, multi-year  
Year-to-year variability(Variance)           4.7 %

**Specified Deviation**

Climate change                                 0.0 %

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum)                 5.0 %

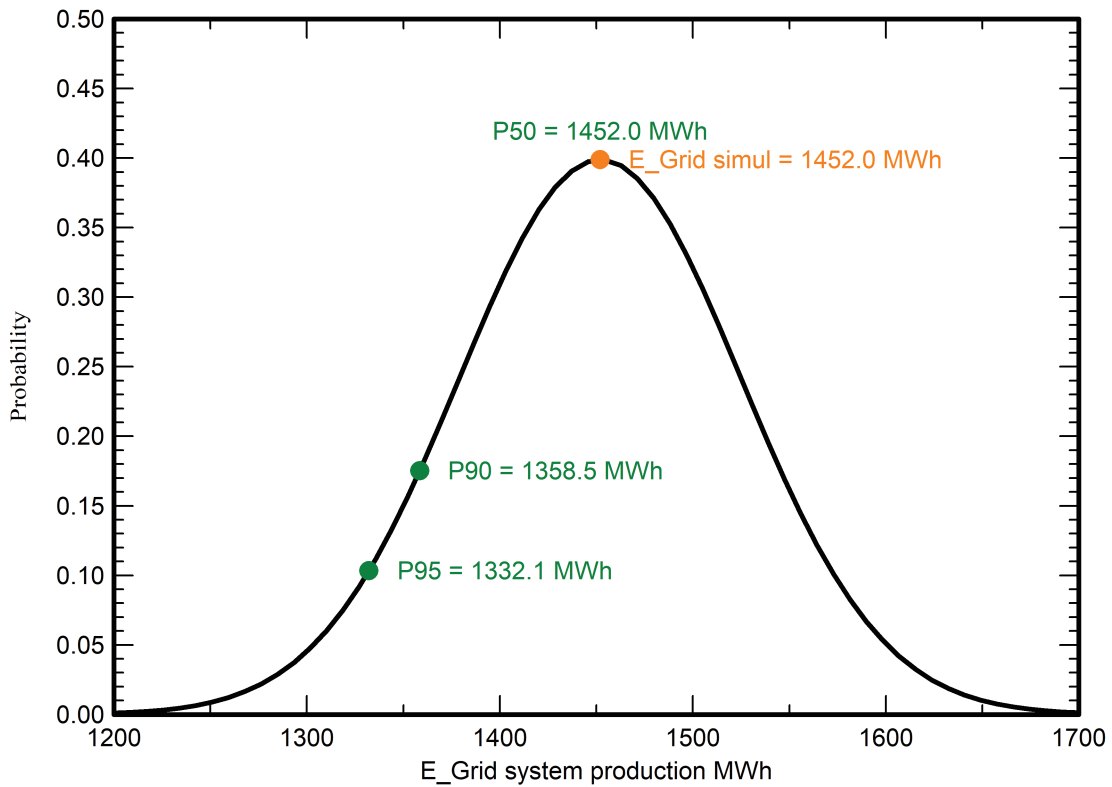
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters           1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty             0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties         1.0 %  
Degradation uncertainty                     1.0 %

**Annual production probability**

Variability                                     72.9 MWh  
P50   1452.0 MWh  
P90   1358.5 MWh  
P95   1332.1 MWh

**Probability distribution**





**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
18/06/21 10:12  
with v7.2.3

**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 11445.0 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 2200.85 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 15354.6 tCO<sub>2</sub>

System production: 1451.97 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO<sub>2</sub>/kWh

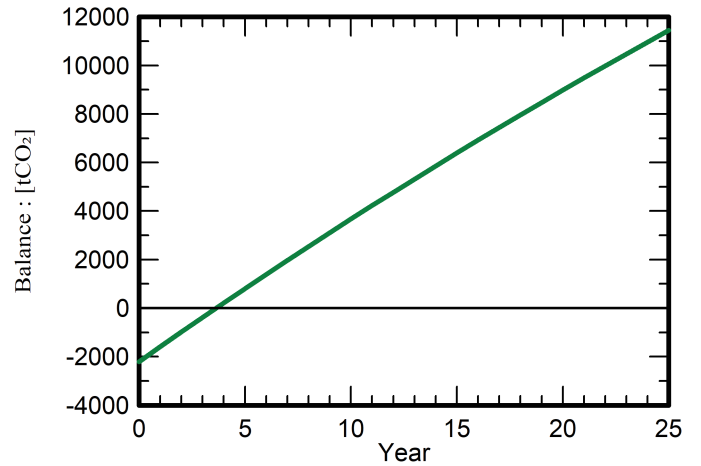
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 1.0 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	1003 kWp	1718201
Supports	5.27 kgCO <sub>2</sub> /kg	91200 kg	480560
Inverters	522 kgCO <sub>2</sub> /units	4.00 units	2088