

Comune
di Crotona



Regione Calabria



Comune
di Scandale



Committente:

 **Mezzaricotta Energia S.r.l.**

Mezzaricotta Energia S.r.l.

Largo Michele Novaro 1,A - PARMA

P.IVA: 02982410348

Titolo del Progetto:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO E DELLE OPERE STRETTAMENTE NECESSARIE DENOMINATO "MEZZARICOTTA"

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

N° Tavola:

5

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

SCALA:

-

FOGLIO:

1 di 1

FORMATO:

A4

Progettazione:

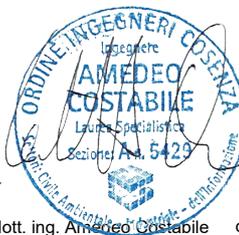


Nome file: **5_Relazione_Tecnica_FV.pdf**

Progettisti:



dott. ing. Giovanni Guzzo-Foliaro



dott. ing. Amedeo Costabile



dott. ing. Francesco Meringolo

Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/11/2021	PRIMA EMISSIONE	New Dev.	Stern Energy S.P.A.	Mezzaricotta Energia S.R.L.

Indice

Premessa 2

1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata..... 2

1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche..... 2

1.2 Terminologia..... 4

1.3 Suddivisione dei campi..... 5

2. Descrizione dei diversi elementi progettuali..... 5

2.1 Modulo fotovoltaico 6

2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare 8

2.3 Struttura di sostegno fissa 10

2.4 Perimetrazione esterna..... 12

2.5 Inverter, trasformatori, quadri..... 13

2.6 Opere elettriche 17

2.7 Stazione Meteorologica 19

2.8 Viabilità interna..... 20

2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione 21

3. Dimensionamento dell’impianto..... 22

3.1 Sito di installazione 22

3.2 Potenza totale 22

3.3 Dati di irraggiamento 22

3.4 Sistema di orientamento..... 26

3.5 Previsione di produzione energetica 27

4. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini 27

Appendice 1 – Tabulati simulazione PVSYST

Premessa

Mezzaricotta Energia S.r.l., con sede in Largo Michele Novaro, 1 - 43121 (Parma), cf: 02982410348,

propone

in agro dei comuni di **Crotone** (kr) (area impianto fotovoltaico e parte dell'elettrodotto MT interrato) e **Scandale** (KR) (sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT e restante parte dell'elettrodotto interrato MT), un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica. Detto impianto, denominato "**Mezzaricotta**", sviluppa potenza nominale pari a circa **21,16029 MWp**.

1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata

Vengono fornite informazioni sul funzionamento e sulle caratteristiche elettriche dei generatori fotovoltaici.

1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche¹

L'interazione di un fotone di sufficiente energia con un elettrone legato (di valenza) di un materiale solido può liberare l'elettrone e portarlo nella banda di conduzione. Questo è il principio di base del funzionamento delle celle fotovoltaiche. L'energia richiesta per liberare un elettrone e portarlo dalla banda di valenza nella banda di conduzione è denominata energia di gap.

Se l'energia di un fotone è minore dell'energia di gap, l'elettrone non può essere liberato e l'energia del fotone viene dissipata in calore, se l'energia del fotone è maggiore di quella di gap, l'elettrone viene liberato e l'eccesso di energia viene ancora dissipato in calore.

Il materiale maggiormente utilizzato nelle celle fotovoltaiche è il silicio (Si), il quale ha una energia di gap pari a 1,12 (eV).

La lunghezza d'onda massima alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico risulta dalla relazione:

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{\epsilon_g} = 1,11 \cdot 10^{-6} m$$

¹ Mario A. Cucumo, V. Marinelli, G. Oliveti (1994). *Ingegneria Solare*. Bologna: Pitagora Editrice s.r.l.

dove

$$\epsilon_g = 1,12 \text{ eV} = 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J} = \text{energia di gap del silicio};$$

$$h = 6,625 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s} = \text{costante di Planck};$$

$$c = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s} = \text{velocità della luce}.$$

La radiazione di lunghezza d'onda maggiore di $1,1 \mu\text{m}$ è pertanto inabile a produrre corrente elettrica nelle celle al silicio, pertanto, esaminando i dati della distribuzione spettrale dell'irraggiamento extraterrestre, si può osservare che circa il 25% dell'energia solare contenuta nello spettro è completamente inefficace.

Le celle fotovoltaiche sono costituite da due strati di semiconduttori in contatto tra di loro, uno di tipo n ed uno di tipo p .

Il silicio presenta quattro elettroni di valenza nell'orbita più esterna e forma un reticolo cristallino in cui ogni atomo di Si è circondato da 4 atomi di Si, con ciascuno dei quali stabilisce un legame covalente.

Il semiconduttore di tipo n si ottiene aggiungendo al silicio piccole quantità di fosforo (P), il quale ha cinque elettroni nell'orbita più esterna; nel semiconduttore n vi è pertanto un eccesso di elettroni liberi, portati dagli atomi di fosforo.

Il semiconduttore di tipo p si ottiene invece degradando il silicio con atomi di boro (B), il quale ha solo tre elettroni nell'orbita esterna: nel semiconduttore p vi sono pertanto vacanze di elettroni.

Quando si pongono in contatto i due strati di semiconduttore di tipo n e di tipo p , gli elettroni liberi del semiconduttore n attraversano la giunzione ed occupano le vacanze esistenti nel semiconduttore p : di conseguenza il semiconduttore n acquista una carica positiva, mentre il semiconduttore p si carica negativamente. Si stabilisce pertanto attorno alla giunzione una barriera di potenziale.

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata dalla radiazione solare, quest'ultima penetra sia nello strato superiore che inferiore creando delle coppie di elettroni e di vacanze. A causa della barriera di potenziale, gli elettroni possono passare da p ad n ma non da n a p : si produce così un eccesso di elettroni nello strato n , che fluiscono nel conduttore esterno verso lo strato p dando luogo ad una corrente elettrica. La cella è provvista di opportune griglie conduttrici per convogliare gli elettroni nel circuito esterno.

1.2 Terminologia

Nella sistemistica fotovoltaica viene usata la seguente terminologia:

- *Cella fotovoltaica*: è il componente a semiconduttore che realizza la conversione diretta di energia solare in energia elettrica;
- *Modulo*: è un insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente fra loro e racchiuse in un involucro sigillato;
- *Pannello*: è un insieme di moduli connessi in una struttura rigida;
- *Stringa*: è un insieme di pannelli connessi in modo da dare la tensione nominale dell'impianto;
- *Campo fotovoltaico*: è l'insieme di tutti i pannelli, connessi tra loro in maniera opportuna, che costituiscono il generatore di energia elettrica;
- *Sistema di inseguimento*: è una macchina elettrica la quale consente di far funzionare il campo fotovoltaico sempre in condizioni di massima potenza erogata;
- *Inverter*: trasforma la corrente continua generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata

1.3 Suddivisione dei campi

L'impianto si compone di n. 6 campi dislocati nel territorio comunale di Crotona (KR). I sottocampi dell'impianto seguono le denominazioni riportate nella figura che segue:



Figura 1 – Schema identificativo delle zone di impianto

2. Descrizione dei diversi elementi progettuali

Di seguito si descrivono le componenti dell'impianto fotovoltaico precisando che ogni componente dell'impianto, per come di seguito descritta e per come riportate in tutti gli elaborati costituenti il presente progetto definitivo, rappresenta scelta progettuale preliminare e potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva e approvvigionamento materiali, pur mantenendo la medesima tecnologia generale sia in termini geometrici/dimensionali che meccanici e/o elettro-meccanici. Eventuali modeste

variazioni geometriche, dimensionali ed elettromeccaniche derivabili da differenti scelte in fase di progettazione esecutiva o in sede di approvvigionamento dei materiali saranno comunque in diminuzione rispetto ai valori riportati nella presente proposta progettuale.

2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto per il generatore fotovoltaico è del tipo con celle di silicio della ditta Upsolar (Mono 182 Half-cut 156 cells) da **610 Watt** o similare.



Upsolar

182 Monocrystalline Half-cut 156 cells

Power Output: **59 - 610 Watt**
 Max. Efficiency: 21.8%

- High Mechanical Load**
Certified to withstand high wind and snow loads up to 5400Pa
- Enhanced Performance**
Half cut cell feature allows a power increase of at least 5Wp vs. standard modules
- Anti-reflective Surface**
Increases the panel's exposure and efficiency of converting sunlight into energy
- Lower Hot Spots**
Half cut design reduces energy loss caused by shading between modules
- Ideal for Large Scale Installations**
Lower installations time and BOS (Balance of Systems) costs
- Salt Mist and Ammonia Resistant**
Certified by Bureau Veritas to withstand usage near coastal environments
- PID free**
Designed to minimise cell degradation in extreme environments



Secure Investment

Upsolar provides exceptional product coverage for all modules to ensure our customers achieve superior long-term value from their solar installations. To further improve our product warranty, which covers unanticipated module damage, we've recently expanded our terms from a 10-year period to a 12-year period.

In addition, Upsolar offers a 25-year performance guarantee known as the Linear Module Warranty. Whereas traditional policies feature a single trigger point, leading to drastic coverage reductions after just 10 years, Upsolar's coverage more accurately corresponds to system performance, providing coverage for over 25 years.

Overall, our goal is to deliver not only top-notch modules, but also peace of mind, for decades to come.

25 Linear Peak Power YEARS Warranty Coverage
+12 Year Product Guarantee

PERFORMANCE

YEARS

Upsolar Coverage for Solar Modules (Yellow area)
 Standard Industry Warranty Coverage (Grey area)

*Upsolar has expanded its manufacturing operations in Asia, Europe and North America, keeping its modules duty-free in the event of new CVD or AD policies. Please ask about pricing, payment terms and conditions to meet your needs.

25 | www.upsolar.com

Mono 182 | Half-cut 156 cells

Electrical Characteristics

MODEL	UP-M590MH	UP-M595MH	UP-M600MH	UP-M605MH	UP-M610MH
Max Power Pm (Wp)	590	595	600	605	610
Max Power Voltage Vm (V)	44.80	44.90	45.00	45.10	45.20
Max Power Current Im (A)	13.17	13.25	13.33	13.41	13.50
Open-Circuit Voltage Voc (V)	53.50	53.60	53.70	53.80	53.90
Short-Circuit Current Isc (A)	14.18	14.26	14.34	14.42	14.50
Module Efficiency	21.08%	21.26%	21.44%	21.62%	21.80%
Maximum System Voltage (V)	1000(IEC)/1000(UL) or 1500(IEC)/1500(UL)				
Power Tolerance	0/+3%				
Series Fuse Rating (A)	20A				

STC: Irradiance 1000 W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

Components & Mechanical Data

Front Glass	High Transparency Tempered Glass 0.125" // 3.2 mm
Junction Box	IP 68
Bypass Diode	3 diodes
Output Cables	IEC, UL approved (4 mm ² , 12AWG) (PV Wire Type)
Connectors	MC4 compatible (IP67, IEC and UL approved)
Frame	Anodized aluminium alloy type 6063-T5
Encapsulation Material	EVA
Back Sheet	White multilayer polymer film
Temperature Range	-40°F to +194°F // -40°C to +90°C
Max Load	75 lbs / ft ² (UL Standard) // 5400 Pa (IEC Standards)
Impact Resistance	Steel ball - 1.18 lbs // 535 g dropped from 51" // 1.3 m high

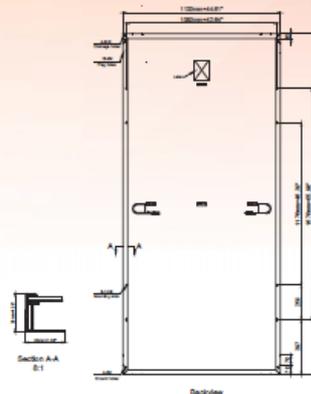
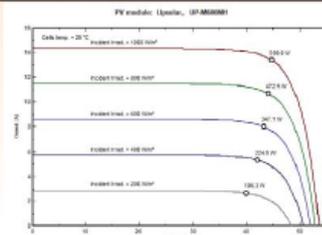
Specifications

Cells	Mono PERC 182 x 91
Number of Cells	156 (6 x 26)
Dimensions (in // mm)	57.24 x 44.60 x 1.38 // 2470 x 1133 x 35
Weight (lb // kg)	68.3 // 31.0

Temperature Coefficients

NOCT (°C)	43 ± 2
Temperature Coefficients of Isc (% / °C)	0.048 ± 0.01
Temperature Coefficients of Voc (% / °C)	-0.27 ± 0.02
Temperature Coefficients of Im (% / °C)	-0.02 ± 0.02
Temperature Coefficients of Vm (% / °C)	-0.40 ± 0.03
Temperature Coefficients of Pm (% / °C)	-0.35 ± 0.05

IV Curves



Options Available

- Black or transparent backsheet
- Customized cable length

Upsolar is not responsible for damages caused by errors or omissions on this data sheet. All information is subject to change without notice.

www.upsolar.com | 26

Figura 2 – Scheda tecnica modulo fotovoltaico

La seguente tabella riporta la distribuzione dei moduli all'interno del parco fotovoltaico:

Campo	n. moduli	Potenza DC (kWp)	Superficie pannellata* (m ²)
A	12.252	7.473,72	34287,34
B	1.356	827,16	3794,78
C	2.652	1.617,72	7421,65
D	10.368	6.324,48	29014,95
E	4.305	2.626,05	12047,59
F	3.756	2.291,16	10511,20
Totali	34.689	21.160,29	97.077,51

*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo dei pannelli nella loro posizione a tilt zero gradi per gli inseguitori e a tilt fissato per le strutture fisse.

2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Parte del progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monassiale del tipo *Tracker*. Queste strutture consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici ad essi ancorati intorno ad un unico asse orizzontale permettendo l'inseguimento del sole nell'arco della giornata aumentando la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico.

Nei campi fotovoltaici che costituiscono il parco in oggetto i *trackers* lavorano singolarmente ed il movimento è regolato da un unico motore per *tracker* che comanda la rotazione dell'asse di rotazione della struttura e quindi del piano dei moduli durante il corso della giornata in base alla posizione del sole.

Tutti gli elementi sono solitamente realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo e sono:

- I pali di sostegno infissi nel terreno
- Travi orizzontali
- Giunti di rotazione
- Elementi di collegamento tra le travi principali
- Elementi di solidarizzazione
- Elementi di supporto dei moduli
- Elementi di fissaggio.

L'interasse minimo tra le fila di trackers è pari a **4,50 m** per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi di manovra.

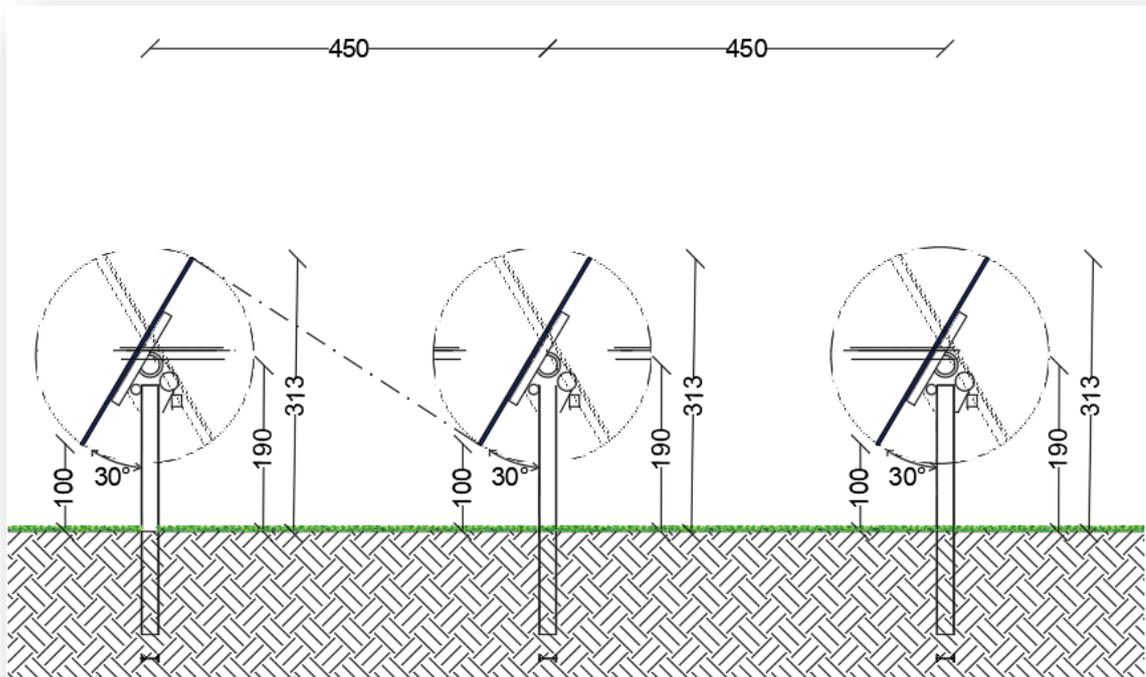


Figura 3 – Sezione tipo impianto con installazione su sistema ad inseguimento solare tipo tracker

La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia (tracker a 24 moduli e tracker a 12 moduli) e relativa ai diversi campi costituenti il parco fotovoltaico in progetto:

Campo	Tipo di inseguitore	Numero inseguitori
A1	TR12	30
	TR24	241
A2	TR12	23
	TR24	243
B	TR12	39
	TR24	37
C	TR12	25
	TR24	98
D1	TR12	19
	TR24	135
D2	TR12	27
	TR24	274
E2	TR12	30
	TR24	111
F	TR12	29
	TR24	142
Totali	TR12	222
	TR24	1281

2.3 Struttura di sostegno fissa

La restante parte dei moduli fotovoltaici saranno installati su strutture di supporto del tipo ad orientamento e tilt fisso, con interdistanze pari a **3,00** m in ragione dell'orografia naturale del terreno.

Esse sono composte da profili in acciaio di varie sezioni, tagliati e preforati misura e successivamente zincati a caldo. La viteria è in classe 8 con rivestimento anticorrosione specifico per il sito di installazione. Tra il modulo fotovoltaico e la struttura viene interposto del materiale isolante, allo scopo di impedire la corrosione che si innescherebbe tra l'acciaio e la cornice di alluminio del pannello. La tipologia di infissione prevista è del tipo palo battuto in acciaio zincato. Tale sostegno, solitamente di sezione a "C", ha dimensioni variabili in funzione della tipologia del terreno su cui verrà infisso e dell'altezza da terra prevista per l'impianto. La procedura di infissione necessita di macchine battipalo. La progettazione, eseguita in relazione all'orografia del terreno ed in modo da massimizzare la producibilità dello specifico sottocampo.

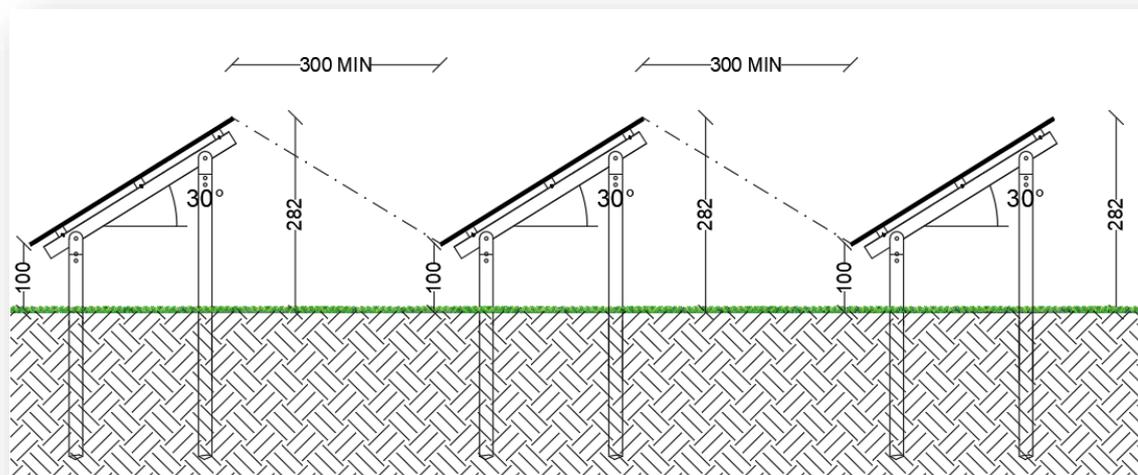


Figura 4 – Sezione tipo impianto con installazione su strutture ad orientamento fisso

Dette strutture saranno installate in un unico sottocampo secondo quanto riportato nella seguente tabella:

Campo	Numero strutture fisse
E1	61
Totali	61

2.4 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno con sottopassi faunistici (20x25).

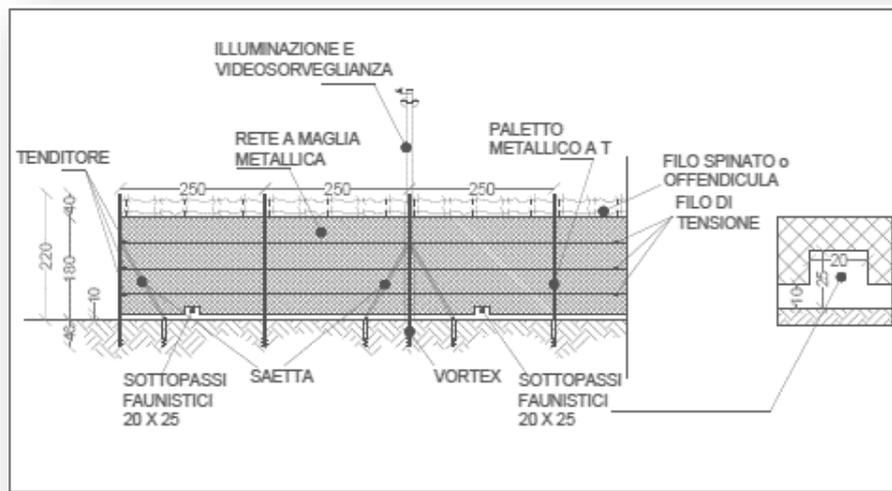


Figura 5 – Perimetrazione zona di impianto (estratto della tavola 53_Recinzione_Tipo_Impianto)

I cancelli carrabili, anch'essi in materiale metallico, saranno realizzati con idonee guide di scorrimento e saranno posati in opera idoneamente ancorati a pilastri di calcestruzzo armato.

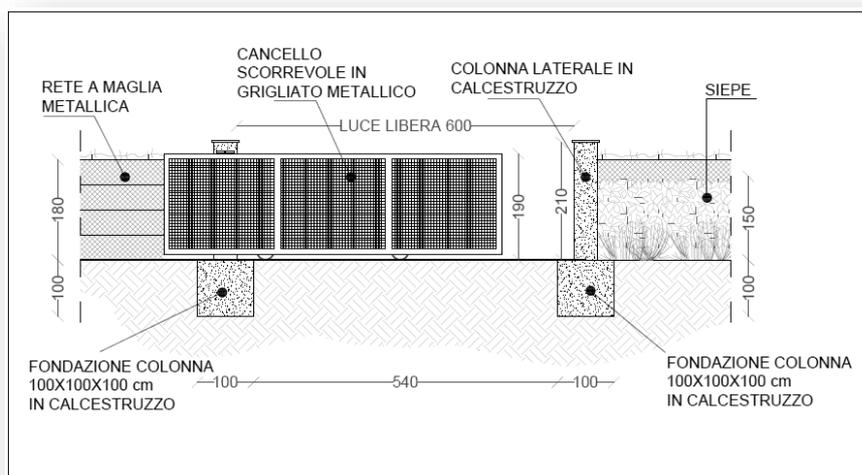


Figura 6 – Cannello carrabile tipo

Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idoneo corpo illuminante atto a garantire un'uniforma illuminazione. Dal predimensionamento effettuato saranno disposti i punti luce lungo la recinzione perimetrale ad intervallo di 15 metri ed altezza palo 4 metri.

Il campo sarà inoltre dotato di impianto antintrusione combinato perimetrale con sistema tipo ad infrarossi o barriera a microonda ed antifurto per singolo modulo.

2.5 Inverter, trasformatori, quadri

L'inverter scelto è il Smart String Inverter SUN 2000-185KTL-H1 HUAWEI rappresentato nella seguente figura con le relative specifiche tecniche.



Specifiche tecniche:

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

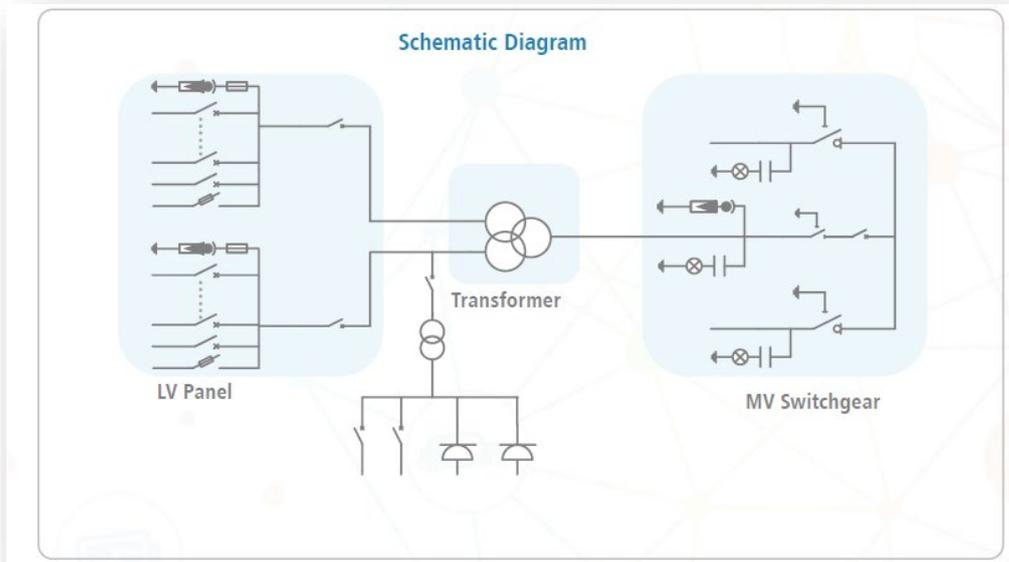
Ogni sottocampo sarà dotato di apposito trasformatore del tipo Smart Transformer Station STS-6000K, Eco design HUAWEI.

Detta stazione rappresenta una soluzione compatta e pre-assemblata contenente:

Tav. 5	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	14 di 27
--------	-----------------------------------------	----------

- un trasformatore esterno;
- un quadro MT;
- un pannello BT.





Technical Specifications	STS-6000K Eco-design for SUN2000-90KTL-H1, SUN2000-90KTL-H2, SUN2000-100KTL-H1, SUN2000-105KTL-H1
	Input
AC Power	6,000 kVA @40°C / 5,700 kVA @45°C / 5,400 kVA @50°C
Rated Input Voltage	800 V
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,403 A
	Output
Rated Output Voltage	20 kV / 22 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
Optional Output Voltages	10 kV ~ 35 kV
Tappings	± 2 x 2.5%
Minimum Peak Efficiency Index	99.504%, in accordance with EN50588-1
Impedance	6.5% (+ 10%) @6000 kVA
	Protection
Protection Degree of MV Switchgear and LV Panel	IP54
SPD Protection	Type II
Optional SPD Protection	Type I
	General
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Weight	< 23 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	2,000 m
Optional Max. Operating Altitude	4,000 m
Standards	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1
	Features
Transformer Type	Oil-immersed
Transformer Cooling Method	ONAN
Transformer Oil Type	Mineral Oil
Transformer Vector Group	Dyn11-yn11
Optional Transformer Vector Group	Dy11-y11
Oil Tray	Optional
Medium Voltage Switchgear	SF6, 12 kV ~ 40.5 kV, 630 A, 3 Feeders (CCV or equivalent), IAC A 20 kA 1 s
Low Voltage Panel	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2*15 pcs)
Auxiliary Transformer	5 kVA, Dyn11, 800 V / 400 V
Optional Auxiliary Transformer	5 kVA / 30 kVA / 50 kVA, Dyn11, Ratio Varies according to Customization

Ogni sottocampo sarà dotato di apposito trasformatore, quadri e apparecchiature MT/BT per come dettagliato negli elaborati allegati del progetto elettrico.

2.6 Opere elettriche

Le opere elettriche sono costituite da:

- Parco Fotovoltaico: composto da 9 sottocampi complessivi di produzione (A1,A2,B,C,D1,D2,E1,E2,F), che trasformano la radiazione solare in energia elettrica. Detti sottocampi sono dotati di inverter che convertono l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici da corrente continua (DC) in alternata (AC);
- Rete di media tensione a 30 kV: rete di trasmissione della produzione elettrica dei gruppi di conversione alla Stazione di Trasformazione 30/150 kV;
- Stazione di trasformazione 30/150 kV (SET): insieme di apparati per la trasformazione dell'energia elettrica proveniente dal parco fotovoltaico al livello di tensione della rete AT. In questa stazione vengono posizionati gli apparati di protezione e di misura dell'energia prodotta.
- Impianto di condivisione (IC): è la porzione di impianto di utenza progettata al fine di dividerla con più produttori, necessaria per la condivisione di un unico stallo TERNA a 150 kV;
- Stallo di consegna TERNA a 150 kV (IR - impianto di rete per la connessione): è lo stallo di consegna a 150 kV in condivisione con altro produttore, che verrà realizzato nell'ampliamento della stazione elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN denominata "Scandale";
- Stazione elettrica (SE) di smistamento TERNA: è la stazione elettrica di smistamento a 150 kV della RTN che verrà ampliata in futuro, di proprietà di TERNA S.p.A denominata "Scandale".

La rete di media tensione a 30 kV sarà composta da n. 9 circuiti interni ai parchi e n. 1 circuiti su strade pubbliche (CC – SET) con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete di collegamento tra il parco fotovoltaico e la SET è mostrato nelle tavole allegate. Oltre alle tavole del tracciato vi sono ulteriori elaborati, su alcuni dei quali vengono riportati lo schema unifilare, con indicazione della lunghezza e della sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo, e le sezioni tipiche descrittive delle modalità e delle caratteristiche di posa interrata.

La rete a 30 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARE4H1RX (o equivalente) con conduttore in alluminio ad elica visibile. Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza dei cavi in

alluminio sono riportate nella seguente tabella (portata valutata per posa interrata a 1,4 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K*m /W):

Sezione [mmq]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]
50	181	0,641
185	371	0,164
240	419	0,125
400	526	0,0788

I cavi verranno posati con una protezione meccanica (lastra o tegolo) e un nastro segnalatore. Su terreni pubblici e su strade pubbliche la profondità di posa dovrà essere comunque non inferiore a 1,3 m, previa autorizzazione dell'Ente gestore. I cavi verranno posati in una trincea ottenuta mediante scavo a sezione obbligata.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di circa 1,4 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross bonded.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici. Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Per evitare danneggiamenti meccanici sul cavo, durante la posa, si dovrà tenere conto dello sforzo massimo del cavo e del raggio di curvatura minimo (0,9 m).

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione ovvero l'insieme delle tecniche finalizzate a trasmettere informazione tra i campi e l'edificio di controllo e la corda di terra.

Il percorso del cavidotto è stato scelto in modo da limitare al minimo l'impatto in quanto viene prevalentemente realizzato lungo la viabilità esistente, a bordo o lungo la strada ed utilizzando mezzi per la posa con limitate quantità di terreno da smaltire in quanto prevalentemente riutilizzabile per il rinterro.

Tale percorso, come meglio rappresentato nelle allegate tavole grafiche, riguarda prevalentemente: il collegamento in Media Tensione tra i campi fotovoltaici, e tra questi e la stazione di trasformazione.

2.7 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di n. 1 stazione meteorologica assemblata e configurata specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- *Torre a traliccio di 10 m con parafulmine (+ conta fulmini).*
- *Sensore di velocità e direzione del vento Lastem DNB205 con cavo da 10 m.*
- *Centrale elettrica in AC e PV con autonomia di 5 giorni*
- *Comunicazioni di F.O. modalità singola + router 3G.*
- *Registratore dati*
- *Messa a terra della torre*
- *Telecamere per registrare a 360° (alimentate solo con AC).*
- *Due celle di riferimento di INGENIEURBÜRO modello Si-RS485TC-T-Tm, una anteriore e l'altra sul retro di un modulo di inseguimento solare vicino alla stazione meteorologica.*
- *Due celle di riferimento INGENIEURBÜRO modello Si-RS485TC-T-Tm, una pulita e l'altra non pulita, che fungerà da sensore di sporco. Entrambi saranno installati in uno degli inseguitori solari dell'impianto vicino alla stazione meteorologica.*
- *Due piranometri secondari standard per la misura dell'albedo nel piano orizzontale e della radiazione del GHI. Modello SMP10 di marca Kipp Zonen. Uno sarà installato verso l'alto e l'altro verso terra, in un braccio indipendente dell'albero e libero da qualsiasi ostacolo.*
- *Due piranometri secondari standard per la misura dell'albedo e della radiazione nel piano del follower (POA) modello SMP10 della marca Kipp Zonen. Uno sarà installato sulla parte anteriore e uno sul retro di un inseguitore solare vicino alla stazione meteorologica.*
- *Due sensori di temperatura PT100 per misurare la temperatura sulla faccia posteriore di due moduli di uno degli inseguitori solari vicino alla stazione meteorologica.*

- *Un sensore di temperatura e umidità del marchio Lambrecht e modello TH [pro]*

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



Figura 7 – Esempio di stazione meteorologica

2.8 Viabilità interna

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto.

Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di **3,00** m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm,

realizzato mediante spaccato 0/50 idoneamente compattato, previa preparazione del sottofondo mediante rullatura e compattazione dello strato di coltre naturale.

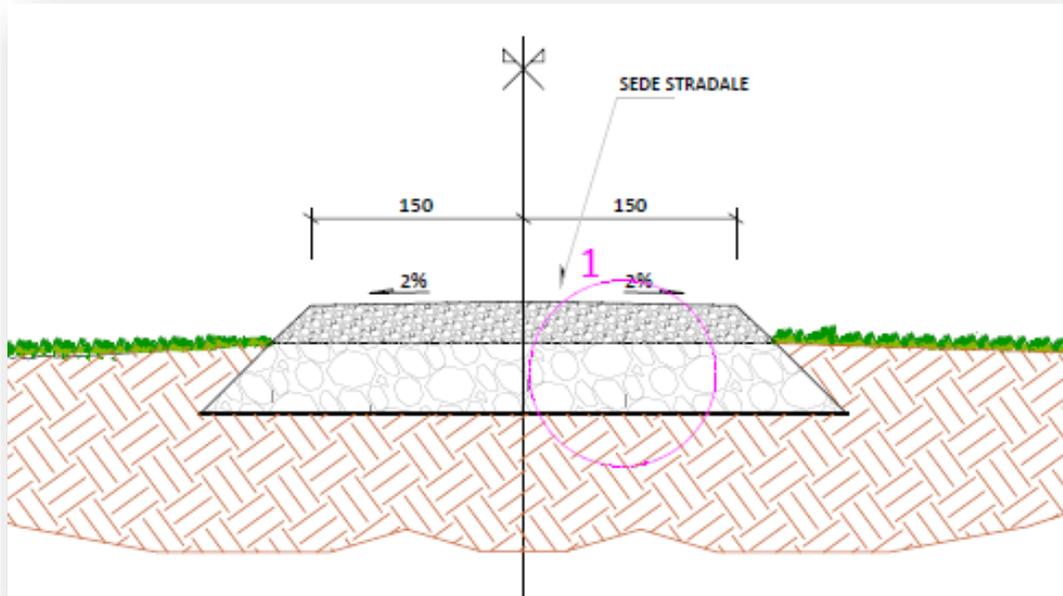


Figura 8 – Sezione tipo stradale

2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione

In merito ai tempi, alle modalità ed ai costi di realizzazione e dismissione dell'impianto si rimanda agli specifici elaborati allegati al presente progetto definitivo. La seguente tabella riporta un quadro riassuntivo:

<i>Tempi stimati per progettazione esecutiva, la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto (come da cronoprogramma)</i>	11 mesi
<i>Costo stimato di realizzazione delle opere (come da computo metrico)</i>	€ 13.398.108,26
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	7 mesi
<i>Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)</i>	€ 526.330,51

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato in agro dei comuni di **Crotone e Scandale** (KR) in un'area prevalentemente pianeggiante raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in sei aree recintate, sviluppa una superficie catastale di circa **102** Ha di cui circa **25,13** Ha recintati.

3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a circa **21,16029** MWp, costituiti da n. **9** sottocampi fotovoltaici collegati tra loro tramite cavidotti interrati in media tensione.

3.3 Dati di irraggiamento

L'intensità della radiazione solare può essere misurata direttamente sul terreno (almeno con intervalli di registrazione oraria) mediante sensori specifici, di qualità elevata, calibrati e puliti regolarmente. Per ottenere una popolazione di dati adeguata andrebbero eseguite misurazioni per almeno 10 anni continuativi.

In realtà, il numero di misure di radiazione a terra che soddisfano tutti questi criteri è relativamente basso e le stazioni sono spesso distanti tra loro, per questi motivi è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari per stimare la radiazione solare in arrivo sulla superficie terrestre.

Principalmente questi metodi utilizzano i dati dei satelliti meteorologici geostazionari. I vantaggi dell'utilizzo di tali dati sono:

- disponibilità dei dati in tutta l'area coperta dalle immagini satellitari;
- disponibilità delle serie storiche di almeno 30 anni.

Lo svantaggio dell'uso dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando un numero di algoritmi matematici piuttosto complicati che utilizzano non solo dati satellitari ma anche dati sul vapore acqueo atmosferico, aerosol (polvere, particelle) e ozono. Alcune condizioni possono far perdere precisione ai calcoli, ad esempio:

- neve che può essere scambiata per nuvole
- tempeste di polvere che possono essere difficili da rilevare nelle immagini satellitari

I satelliti geostazionari hanno anche la limitazione che non coprono le aree polari. Tuttavia, la precisione dei dati delle radiazioni solari satellitari è ora generalmente molto buona.

Un'altra fonte di stime della radiazione solare è fornita da Climate Reanalysis Data. I dati di rianalisi sono calcolati utilizzando modelli di previsioni meteorologiche numeriche, rieseguendo i modelli per il passato e apportando correzioni utilizzando le misurazioni meteorologiche note. L'output dei modelli è un gran numero di quantità meteorologiche, che spesso includono l'irradiamento solare a livello del suolo. Molti di questi set di dati hanno una copertura globale, comprese le aree polari dove i metodi satellitari non hanno dati. Gli svantaggi di questi insiemi di dati sono che essi hanno per lo più una bassa risoluzione spaziale (un valore ogni 30 km o più) e che l'accuratezza dei valori della radiazione solare in genere non è buona come quella dei dati della radiazione solare satellitare nelle aree coperte da entrambi i tipi di set di dati.

I metodi usati per calcolare la radiazione solare da satellite sono stati descritti in numerosi documenti scientifici (Mueller et al., 2009 , Mueller et al., 2012 , Gracia Amillo et al., 2014). Il primo passo

nel calcolo è usare le immagini satellitari per stimare l'influenza delle nuvole sulla radiazione solare. Le nuvole tendono a riflettere la luce solare in arrivo, in modo che meno radiazioni arrivino a terra.

La riflettività delle nuvole viene calcolata osservando lo stesso pixel dell'immagine satellitare alla stessa ora ogni giorno di un mese. Il metodo presume quindi che il pixel più scuro del mese sia quello che corrisponde al cielo sereno (senza nuvole). Per tutti gli altri giorni, la riflettività della nuvola viene quindi calcolata relativamente al giorno di cielo sereno. Questo è fatto per tutte le ore del giorno. In questo modo è possibile calcolare *un'albedo nuvola efficace*.

In una seconda fase il metodo calcola la radiazione solare in condizioni di cielo sereno usando la teoria del trasferimento radiativo nell'atmosfera insieme con i dati su quanti aerosol (polvere, particelle, ecc.) Ci sono nell'atmosfera e concentrazione di vapore acqueo e ozono, entrambi i quali tendono ad assorbire radiazioni a particolari lunghezze d'onda. La radiazione totale viene quindi calcolata dalla nube albedo e dall'irradiamento del cielo chiaro.

Un elemento determinante per la stima è rappresentato dalle ombre portate dalla conformazione del terreno. Infatti, in presenza di colline o montagne ci possono essere momenti in cui la posizione del sole è tale per cui la radiazione sarà ridotta rispetto a quella proveniente dal cielo o dalle nuvole. Questo elemento è esaminato mediante il diagramma dell'orizzonte che rappresenta appunto il percorso solare correlato alla presenza di ostacoli che generano ombreggiamenti.

Stimato il valore di irradiamento globale e del fascio su un piano orizzontale è necessario determinare i valori di irradianza sui moduli fotovoltaici inclinati con un determinato angolo (fisso o a sistemi di tracciamento) rispetto all'orizzontale.

Pertanto, i valori di irradianza rilevati dal satellite non sono rappresentativi della radiazione solare disponibile sulla superficie del modulo e diventa necessario stimare l'irradiamento nel piano.

Esistono diversi modelli nella bibliografia scientifica che utilizzano come dati di input i valori di irraggiamento sul piano orizzontale delle componenti di irradiazione globale e diffusa e / o del fascio, per stimare i valori del fascio e dei componenti diffusi su superfici inclinate. La somma di questi è l'irradiamento globale nel piano su una superficie inclinata.

L'irradiazione del raggio proviene direttamente dal disco solare, quindi il valore su una superficie inclinata può essere facilmente calcolato dal valore sul piano orizzontale semplicemente conoscendo la

posizione del sole nel cielo e l'inclinazione e l'orientamento della superficie inclinata. Al contrario, la stima del componente diffuso su superfici inclinate non è così semplice, poiché è stata dispersa dai componenti dell'atmosfera e come risultato può essere descritta come proveniente dall'intera cupola del cielo.



Figura 9 – Irradiazione media

In appendice alla presente si riportano i tabulati di elaborazione restituiti dal software PVSYST per il sottocampo tipo. In relazione ai dati di input inseriti per la simulazione di ogni sottocampo, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità media specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.823 kWh/kWp anno** per le strutture di sostegno ad inseguimento solare e **1.628 kWh/kWp anno** per le strutture di sostegno fissa. La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.

Campo	Sottocam.	Tipo	n. elementi	n. moduli	Potenza DC (kWp)	n. stringhe	n. inverter	TRAFO (kW)	AC/DC	MWh/anno
A	A1	TR12	30	360	3.747,84	256	22	5.000,00	1,09	6.832,31
	A1	TR24	241	5.784						
	A2	TR12	23	276	3.725,88	255	22	5.000,00	1,03	6.792,28
	A2	TR24	243	5.832						
TOTALE CAMPO A				12.252	7.473,72		44			
B	B	TR12	39	468	827,16	57	5	1.000,00	1,06	1.507,91
		TR24	37	888						
TOTALE CAMPO B			76	1.356	827,16		5			
C	C	TR12	25	300	1.617,72	111	10	2.500,00	1,08	2.949,10
		TR24	98	2.352						
TOTALE CAMPO C				2.652	1.617,72		10			
D	D1	TR12	19	228	2.115,48	145	13	3.000,00	1,08	3.856,52
		TR24	135	3.240						
	D2	TR12	27	324	4.209,00	288	25	5.500,00	1,04	7.673,01
		TR24	274	6.576						
TOTALE CAMPO D				10.368	6.324,48		38			
E	E1	Str. Fisse 21	61	1.281	781,41	54	5	1.000,00	1,12	1.272,14
		TR12	30	360	1.844,64	126	11	2.500,00	1,04	3.362,78
	TR24	111	2.664							
TOTALE CAMPO E				4.305	2.626,05		16			
F	F	TR12	29	348	2.291,16	157	14	3.000,00	1,07	4.176,78
		TR24	142	3.408						
TOTALE CAMPO F				3.756	2.291,16		14			
TOTALE IMPIANTO				34.689	21.160,29	----	127			38.422,83

3.4 Sistema di orientamento

L'impianto è installato prevalentemente su sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale (rotazione intorno all'asse nord-sud) con rotazione intorno all'asse nord-sud ed in minor parte su sistema ad orientamento ed inclinazione fissa in direzione sud.

3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati soprariportati la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **38.422,83 MWh/anno**.

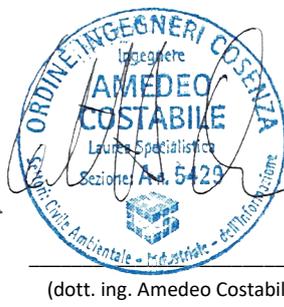
4. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

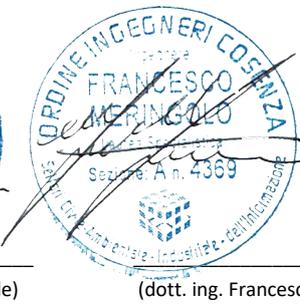
I progettisti



(dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro)



(dott. ing. Amedeo Costabile)



(dott. ing. Francesco Meringolo)

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Cal-02 Lucifero

Variant: Nuova variante di simulazione

Sheds on ground

System power: 781 kWp

Giamiglione - Italy

Author

New Developments srls (Italy)



Project: Cal-02 Lucifero
Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
 09/11/21 19:34
 with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Giamiglione		Latitude	39.11 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	17.05 °E		
		Altitude	22 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Giamiglione					
PVGIS api TMY					

System summary

Grid-Connected System		Sheds on ground		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules	1281 units	Inverters		5 units	
Pnom total	781 kWp	Nb. of units		875 kWac	
		Pnom total		0.893	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	1272 MWh/year	Specific production	1628 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.51 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
 09/11/21 19:34
 with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	61 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Identical arrays		Diffuse	Imported
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	6.42 m		
		Collector width	3.44 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	53.6 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	26.6 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	5.4 °	According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	UpSolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	UP-M610MH	Model	SUN2000-185KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	610 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	1281 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	781 kWp	Total power	875 kWac
Modules	61 Strings x 21 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	185 kWac
Pmpp	716 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.89
U mpp	855 V		
I mpp	838 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	781 kWp	Total power	875 kWac
Total	1281 modules	Nb. of inverters	5 units
Module area	3510 m ²	Pnom ratio	0.89

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	8.9 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.8 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.1 %	Loss Fraction	0.5 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
09/11/21 19:34
with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
 7.3 days,
 3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.70 % at STC

Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm²
Average wires length 77 m



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
09/11/21 19:34
with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

Horizon definition

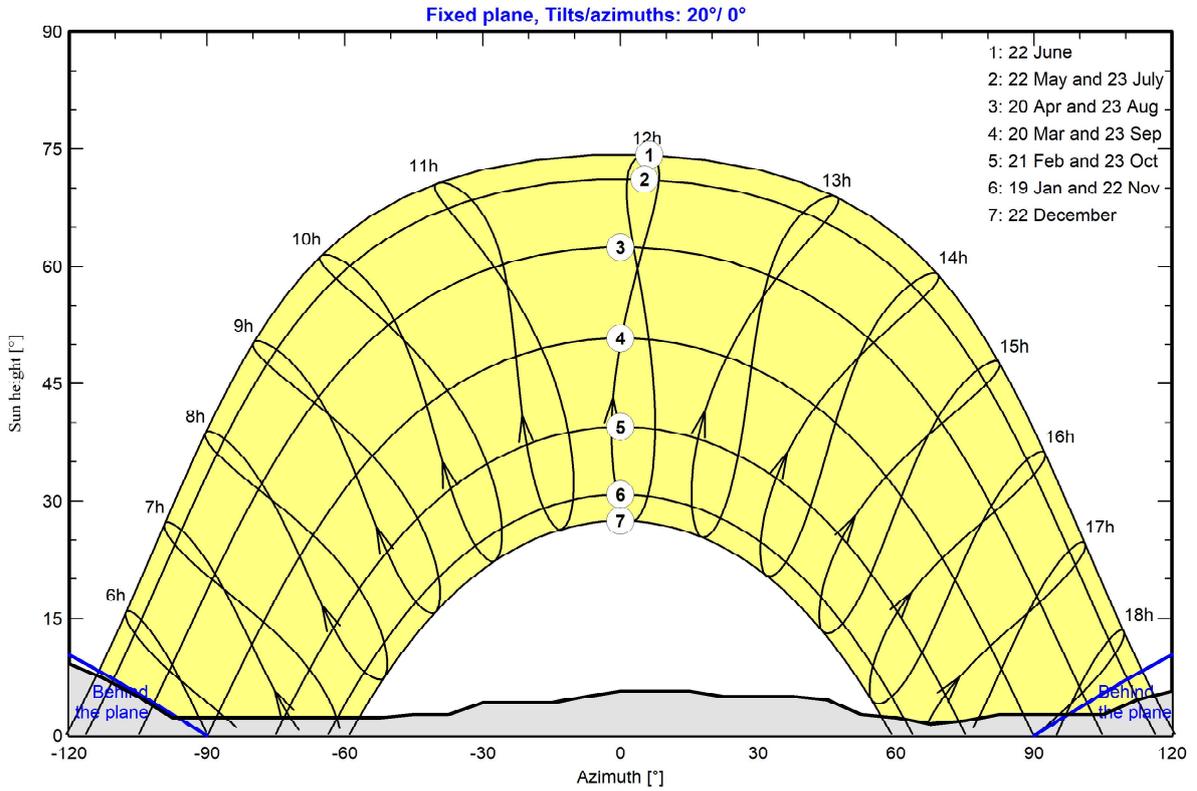
Horizon from PVGIS website API, Lat=39°6'30', Long=17°2'58', Alt=22m

Average Height	5.4 °	Albedo Factor	0.78
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

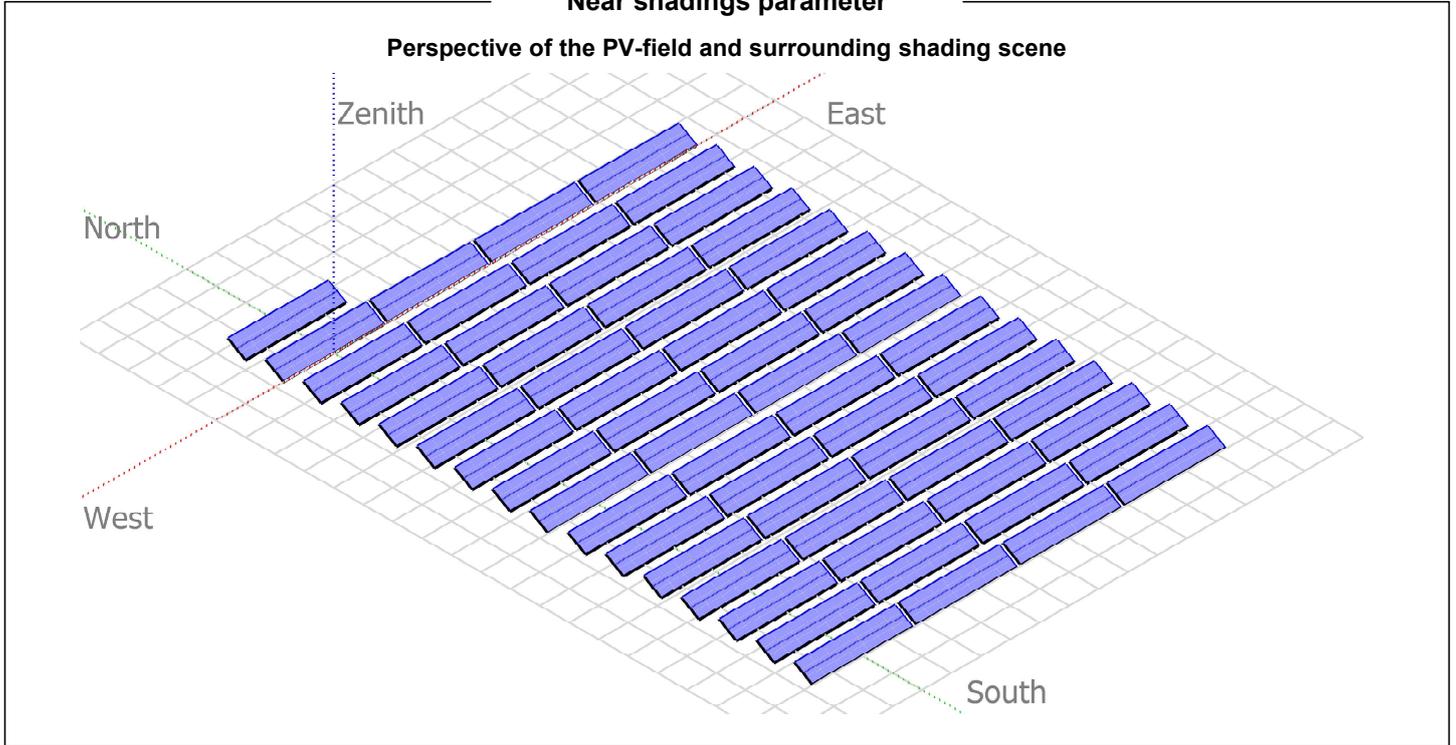
Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-120	-113	-105	-98	-53	-45	-38
Height [°]	8.8	8.8	10.3	10.3	9.2	9.2	7.3	5.0	2.3	2.3	2.7	2.7
Azimuth [°]	-30	-15	-8	0	15	23	38	45	53	60	68	75
Height [°]	4.2	4.2	5.0	5.7	5.7	5.0	5.0	4.6	2.7	2.3	1.5	1.9
Azimuth [°]	83	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	2.7	2.7	4.6	5.7	7.3	7.6	7.6	8.0	8.0	7.3	8.8	8.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

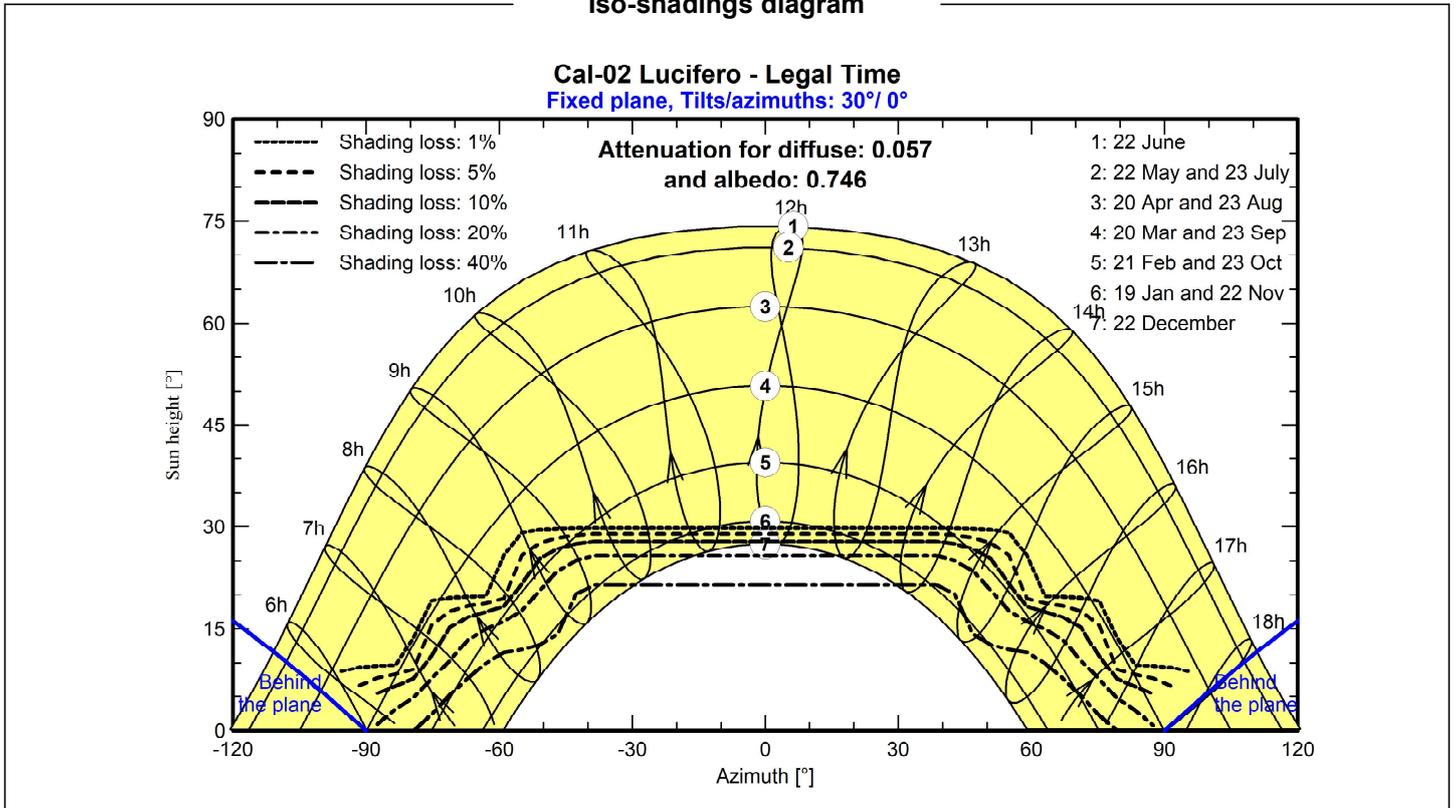




Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
 09/11/21 19:34
 with v7.2.8

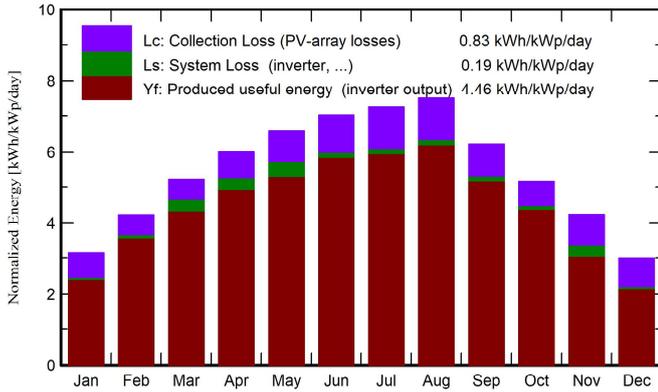
New Developments srls (Italy)

Main results

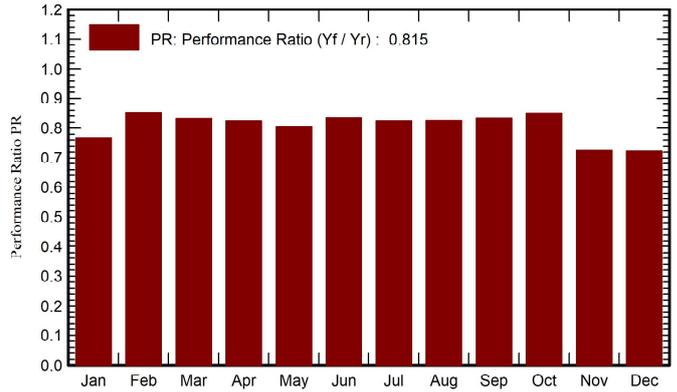
System Production

Produced Energy **1272 MWh/year** Specific production **1628 kWh/kWp/year**
 Performance Ratio PR **81.51 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

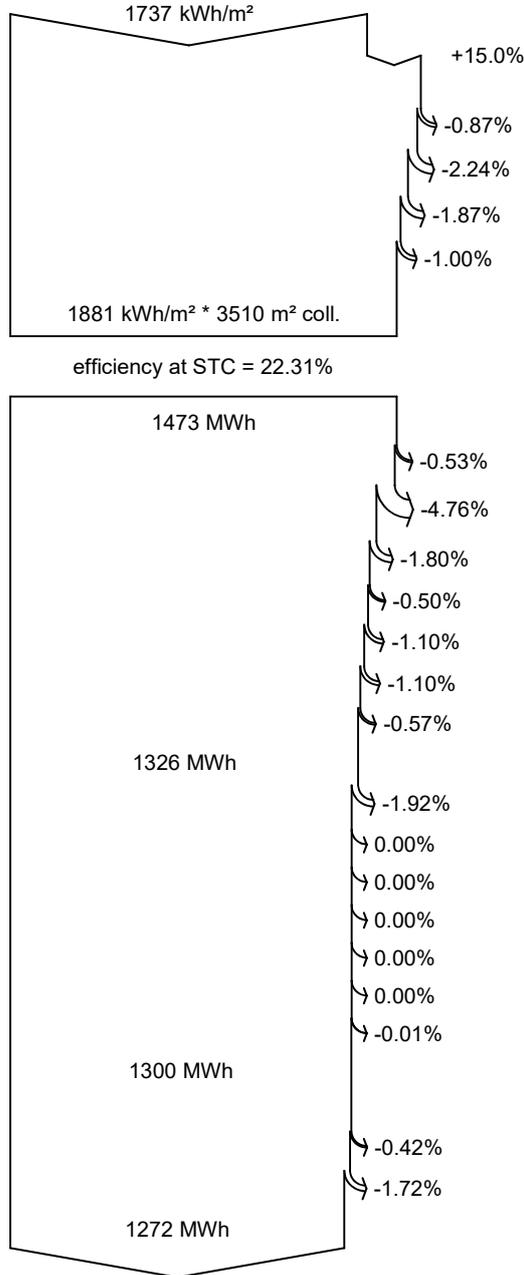
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	62.1	29.60	10.77	97.9	88.7	60.1	58.7	0.768
February	84.5	38.43	11.42	118.1	111.3	80.5	78.7	0.852
March	131.2	55.48	11.41	161.6	153.2	113.1	105.0	0.832
April	165.3	62.82	15.59	180.3	170.7	123.6	116.1	0.824
May	205.7	75.64	17.84	204.2	192.9	139.0	128.6	0.806
June	223.1	73.26	23.46	211.2	199.5	140.9	137.6	0.834
July	232.8	63.55	26.73	224.8	212.9	148.2	144.7	0.824
August	220.8	55.19	26.53	233.2	221.9	154.1	150.4	0.826
September	156.8	52.58	24.58	186.8	177.7	124.5	121.6	0.833
October	117.7	45.01	18.92	160.2	152.5	108.9	106.4	0.850
November	80.3	30.55	14.23	127.0	117.3	79.1	72.1	0.727
December	56.8	27.18	11.16	92.7	82.3	53.8	52.5	0.726
Year	1737.2	609.30	17.75	1997.8	1880.9	1325.7	1272.5	0.815

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



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

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

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

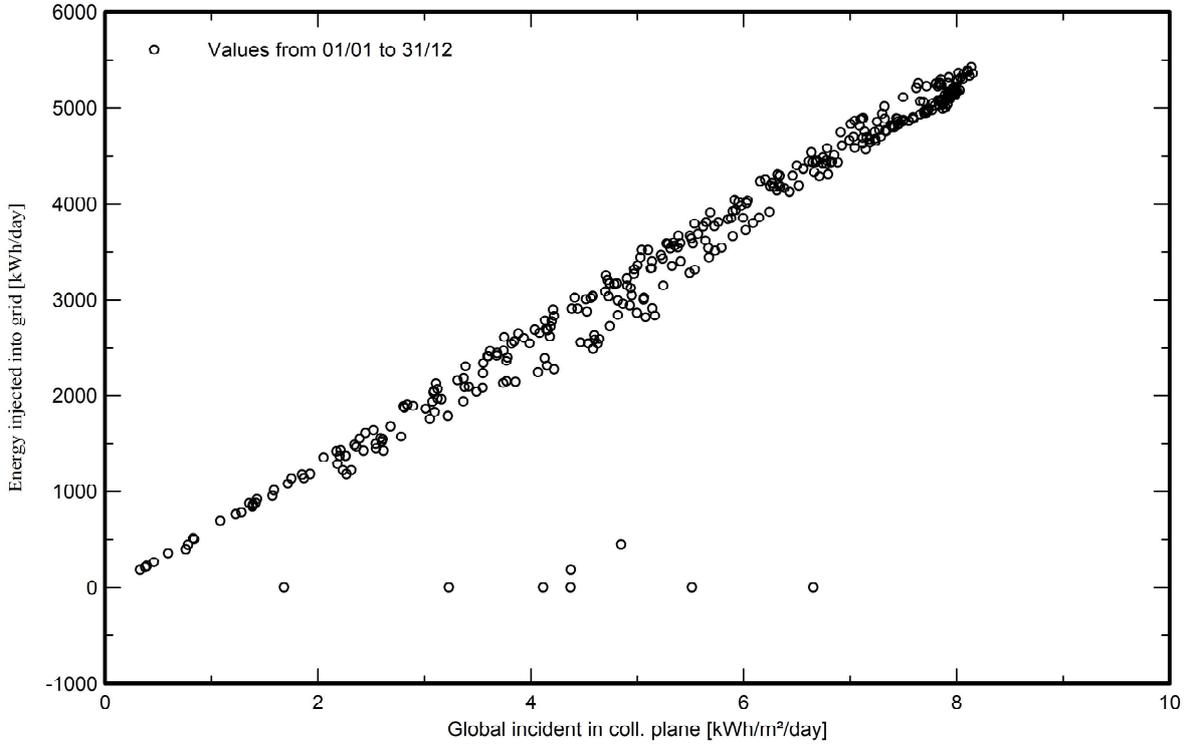
System unavailability

Energy injected into grid

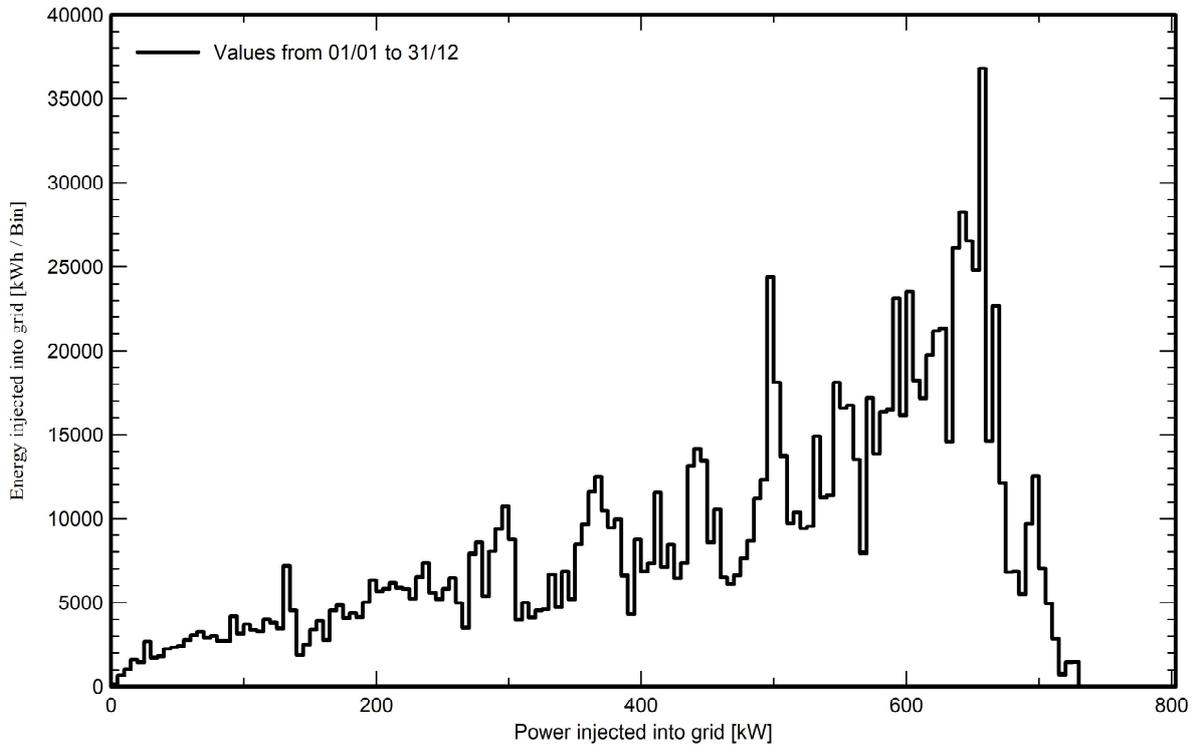


Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Cal-02 Lucifero

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system

System power: 20.38 MWp

Giamiglione - Italy

Author

New Developments srls (Italy)



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
 15/11/21 18:46
 with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Giamiglione		Latitude	39.11 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	17.05 °E		
		Altitude	22 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Giamiglione					
PVGIS api TMY					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system		Near Shadings	
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Linear shadings	
Orientation		Astronomic calculation			
Tracking plane, tilted axis					
Avg axis tilt	2.3 °				
Avg axis azim.	0.0 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules	33408 units	Inverters		122 units	
Pnom total	20.38 MWp	Nb. of units		21.35 MWac	
		Pnom total		0.955	
		Pnom ratio			
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	37143 MWh/year	Specific production	1823 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.58 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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

VC2, Simulation date:
15/11/21 18:46
with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Trackers configuration	
Orientation		Astronomic calculation		Nb. of trackers 1502 units	
Tracking plane, tilted axis				Sizes	
Avg axis tilt	2.3 °			Tracker Spacing 4.50 m	
Avg axis azim.	0.0 °			Collector width 2.47 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 54.9 %	
				Phi min / max. +/- 30.0 °	
				Shading limit angles	
				Phi limits +/- 56.5 °	
Models used		Near Shadings		User's needs	
Transposition	Perez	Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Diffuse	Imported				
Circumsolar	separate				
Horizon					
Average Height	5.4 °				

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	UpSolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	UP-M610MH	Model	SUN2000-185KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	610 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	33408 units	Number of inverters	122 units
Nominal (STC)	20.38 MWp	Total power	21350 kWac
Modules	1392 Strings x 24 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	185 kWac
Pmpp	18.68 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
U mpp	977 V		
I mpp	19118 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	20379 kWp	Total power	21350 kWac
Total	33408 modules	Nb. of inverters	122 units
Module area	91529 m ²	Pnom ratio	0.95

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.45 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.8 % at STC
		Uv (wind)	1.4 W/m ² K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	1.1 %	Loss Fraction	0.5 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss					
Loss Fraction	0.1 %				



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
15/11/21 18:46
with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
15/11/21 18:46
with v7.2.8

New Developments srls (Italy)

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.93 % at STC

Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Wire section (122 Inv.) Copper 122 x 3 x 500 mm²
Average wires length 960 m



Horizon definition

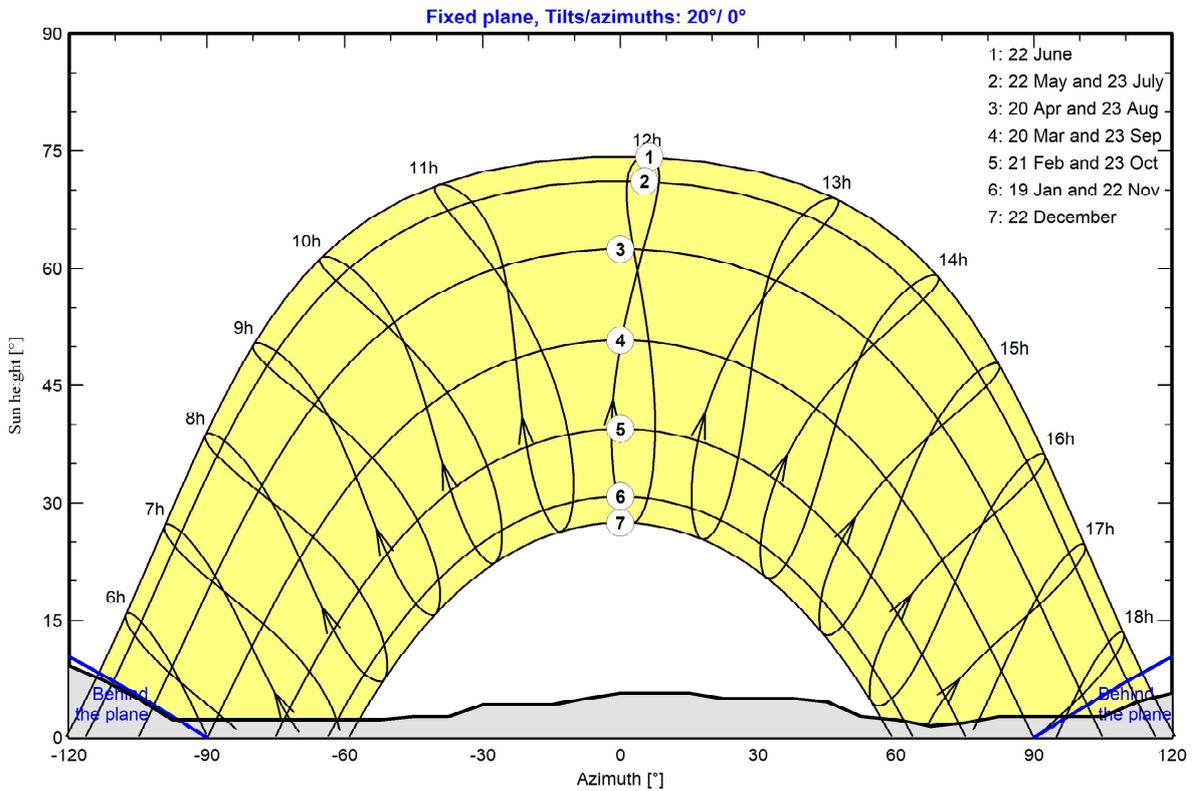
Horizon from PVGIS website API, Lat=39°6'30', Long=17°2'58', Alt=22m

Average Height	5.4 °	Albedo Factor	0.80
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

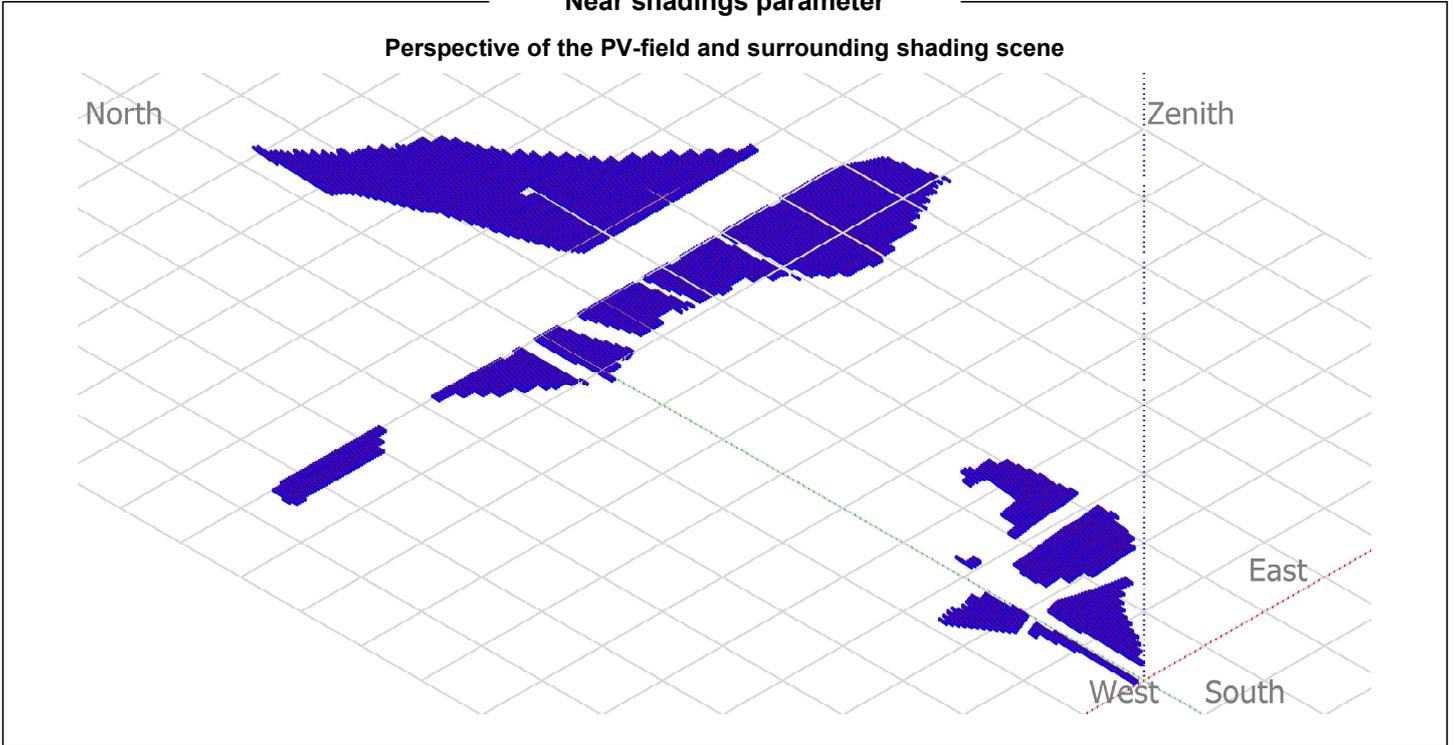
Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-120	-113	-105	-98	-53	-45	-38
Height [°]	8.8	8.8	10.3	10.3	9.2	9.2	7.3	5.0	2.3	2.3	2.7	2.7
Azimuth [°]	-30	-15	-8	0	15	23	38	45	53	60	68	75
Height [°]	4.2	4.2	5.0	5.7	5.7	5.0	5.0	4.6	2.7	2.3	1.5	1.9
Azimuth [°]	83	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	2.7	2.7	4.6	5.7	7.3	7.6	7.6	8.0	8.0	7.3	8.8	8.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

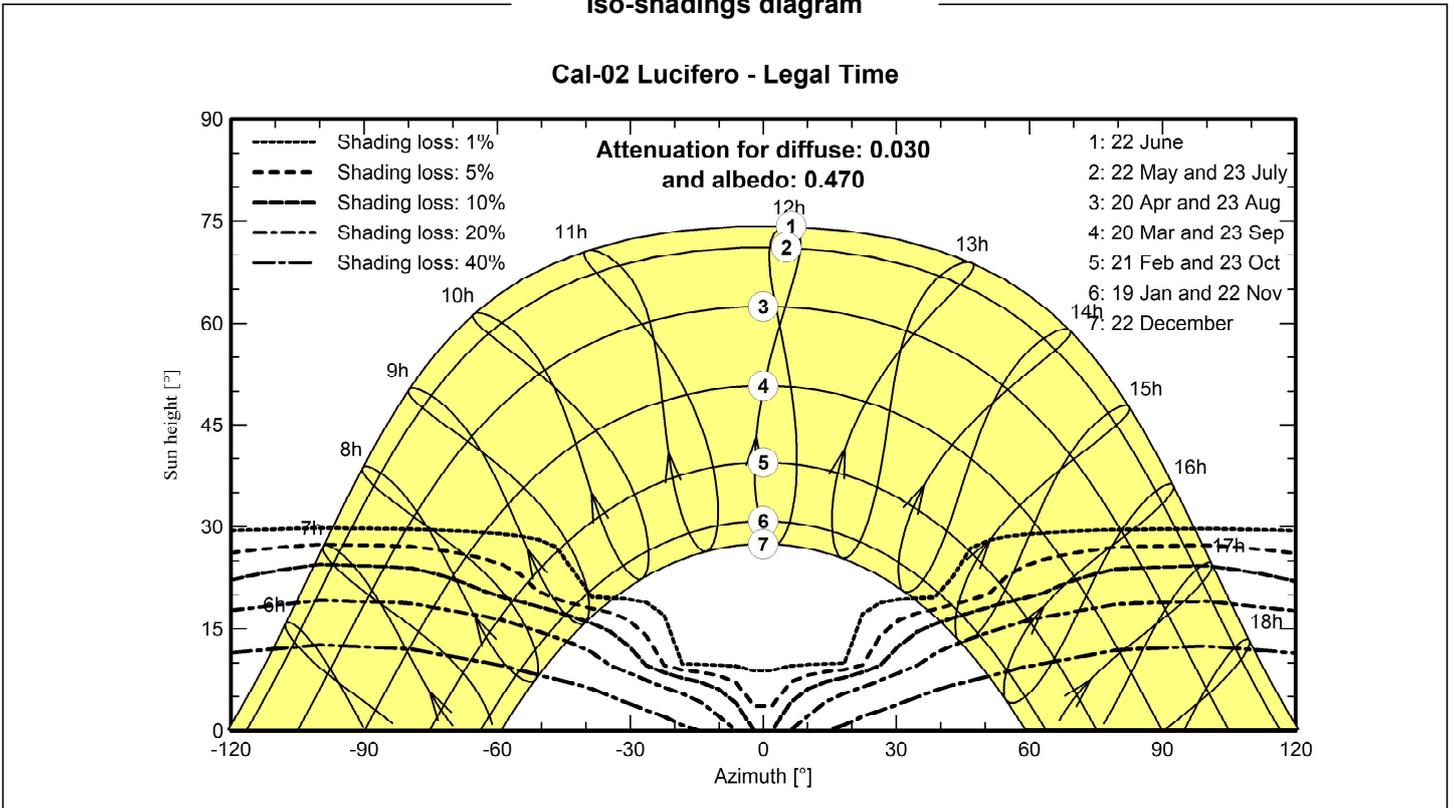




Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
 15/11/21 18:46
 with v7.2.8

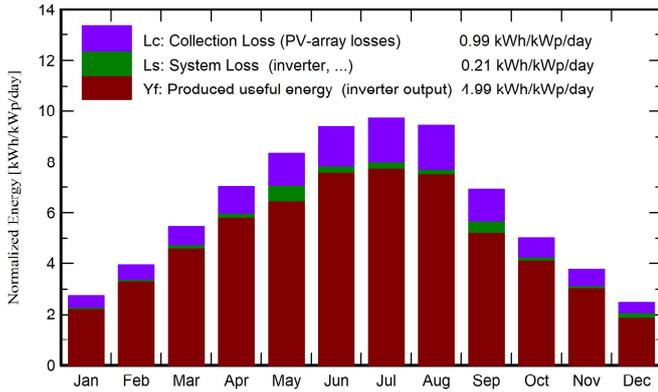
New Developments srls (Italy)

Main results

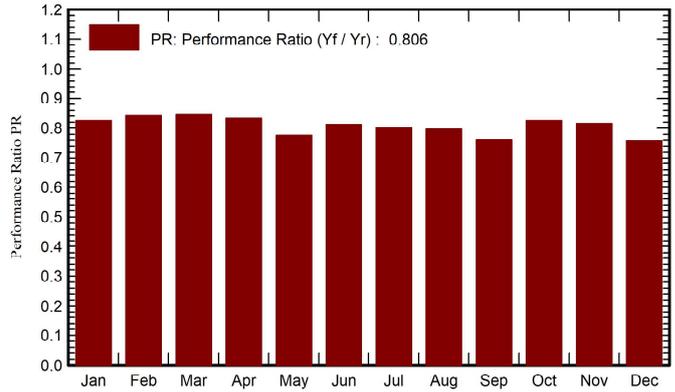
System Production

Produced Energy 37143 MWh/year Specific production 1823 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 80.58 %

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	62.1	29.60	10.77	84.7	74.3	1457	1423	0.825
February	84.5	38.43	11.42	110.3	99.5	1942	1896	0.844
March	131.2	55.48	11.41	169.0	153.7	2988	2915	0.846
April	165.3	62.82	15.59	210.5	194.3	3667	3571	0.832
May	205.7	75.64	17.84	258.5	239.6	4484	4093	0.777
June	223.1	73.26	23.46	282.2	261.7	4801	4673	0.813
July	232.8	63.55	26.73	301.1	279.8	5054	4917	0.801
August	220.8	55.19	26.53	292.9	269.8	4889	4757	0.797
September	156.8	52.58	24.58	207.5	189.9	3488	3218	0.761
October	117.7	45.01	18.92	155.5	141.8	2682	2617	0.826
November	80.3	30.55	14.23	112.9	99.8	1922	1877	0.816
December	56.8	27.18	11.16	76.8	67.7	1327	1186	0.758
Year	1737.2	609.30	17.75	2262.0	2071.8	38702	37143	0.806

Legends

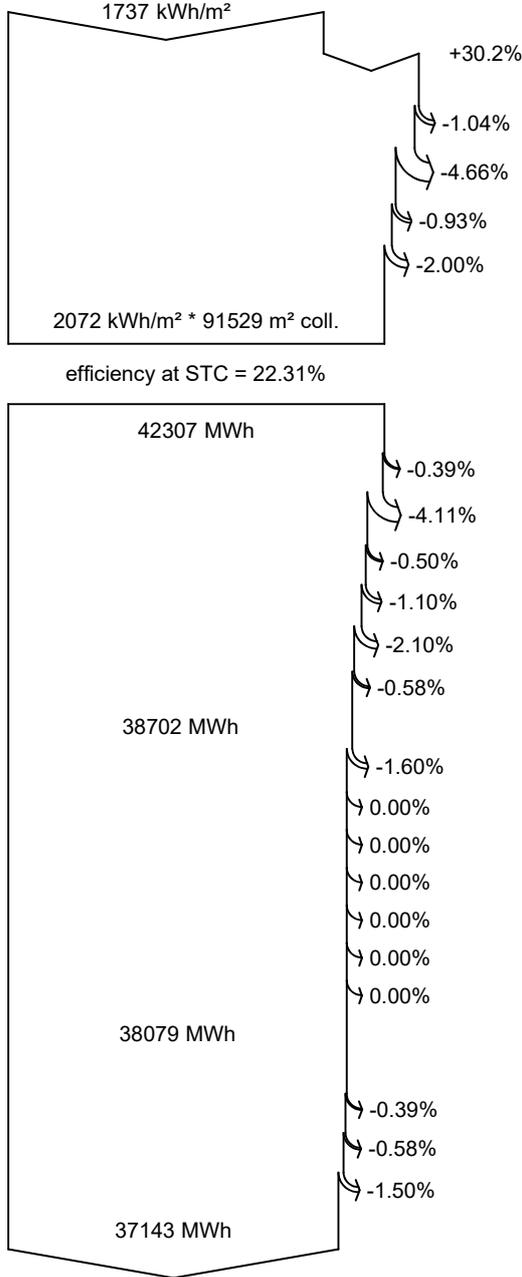
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
15/11/21 18:46
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

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

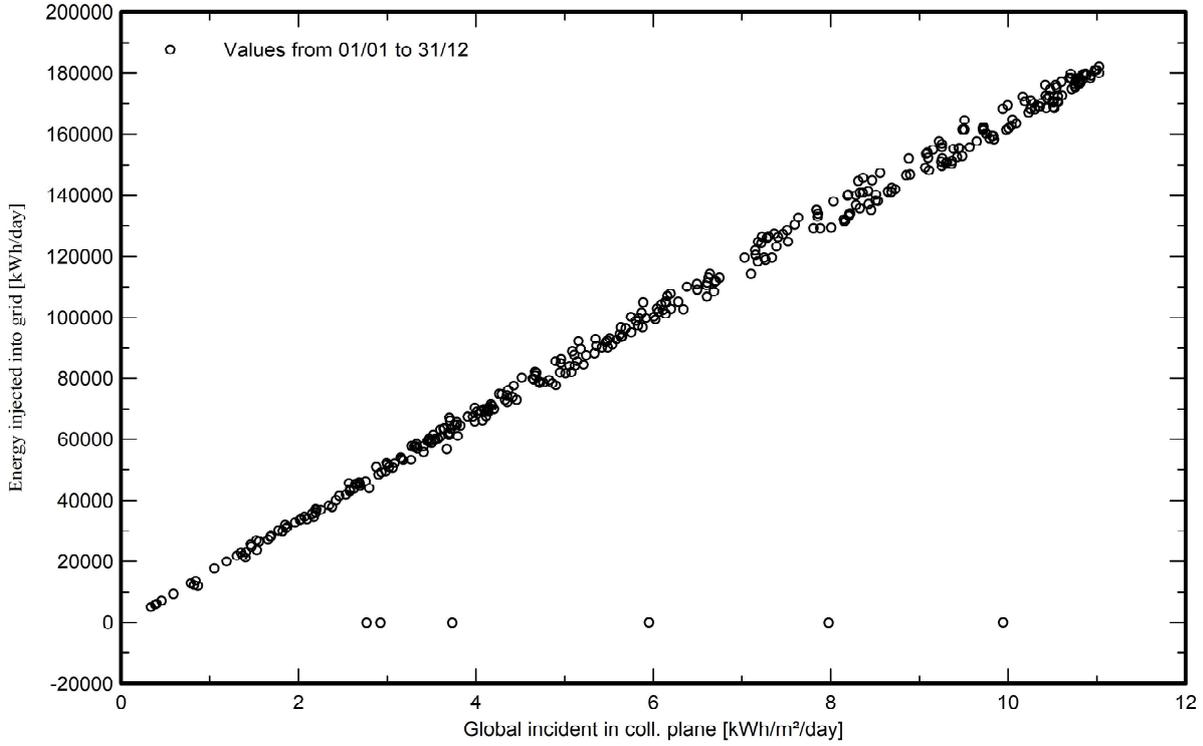
System unavailability

Energy injected into grid



Special graphs

Daily Input/Output diagram



Distribuzione potenza in uscita sistema

