

Comune
di Montemilone



Comune
di Venosa



Comune di
Palazzo San Gervasio

proponente:

AMBRA SOLARE 10 S.R.L.

Via XX Settembre 1, 00187 - Roma (RM) - P.IVA/C.F. 15946121009 - pec: ambrasolare10srl@legalmail.it



GRUPPO
Powertis

id:

A.5

DISCIPLINA:	PD	TIPOLOGIA:	T	FORMATO:	A4
FOGLIO:	1 di 1	SCALA:	-	Nome file:	A.5_Relazione_Tecnica_FV.pdf

titolo del progetto:

PROGETTO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRIFOTOVOLTAICO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI, DENOMINATO "LUPARA"

nome elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

progettazione:



dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro



dott. ing. Amedeo Costabile



dott. ing. Francesco Meringolo



dott. ing. Ing. Astorino

Rev:	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
00	11/10/2021	PRIMA EMISSIONE	New Dev.	PW	PW



NEW DEVELOPMENTS



NEW DEVELOPMENTS S.r.l.
piazza Europa, 14 - 87100 Cosenza (CS)

Indice

Premessa	2
1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata	2
1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche	2
1.2 Terminologia	3
1.3 Suddivisione dei campi	4
2. Descrizione dei diversi elementi progettuali	5
2.1 Modulo fotovoltaico	5
2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare	7
2.3 Perimetrazione esterna	8
2.4 Inverter, trasformatori, quadri	10
2.5 Opere elettriche	14
2.7 Stazione Meteorologica	16
2.6 Viabilità interna	17
2.7 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione	18
3. Dimensionamento dell'impianto	19
3.1 Sito di installazione	19
3.2 Potenza totale	19
3.3 Dati di irraggiamento	19
3.4 Sistema di orientamento	23
3.5 Previsione di produzione energetica	23
4. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini	23

Appendice 1 – Tabulati simulazione PVSYST

Premessa

La società **Luminora San Percopio S.r.l** Via Venti settembre 1, 0018 – Roma (RM) cf : 15946121009

propone

in agro Comune di **Montemilone (PZ)**, **Venosa (PZ)** e **Palazzo San Gervasio (PZ)** la realizzazione di un impianto agro-voltaico e delle opere connesse avente potenza nominale complessiva pari a **18,39264** MWp, denominato "**Lupara**".

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:

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

dove

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

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

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

$c = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ = 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:

Tav. A.5	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	3 di 23
----------	---	---------

- *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 denominati rispettivamente in ordine alfabetico "Campo A" "Campo B", "Campo C", "Campo D", "Campo E", "Campo F" e dislocati nei territori comunali di **Montemilone (PZ)**, **Venosa (PZ)** e **Palazzo San Gervasio (PZ)**. I sottocampi dell'impianto seguono le denominazioni riportate nella figura che segue:

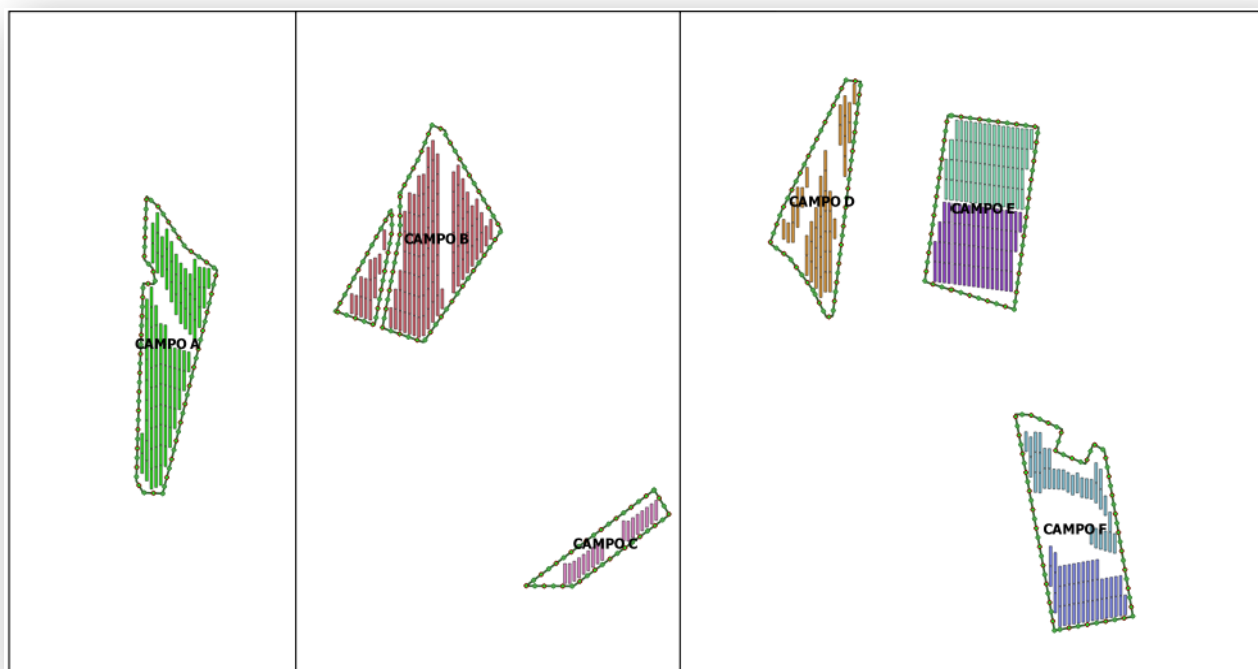


Figura 1 – Schema identificativo delle zone di impianto

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 elettromeccanici. 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 Trinasolar Vertex 680 W (Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module) da 680 Watt o similare.

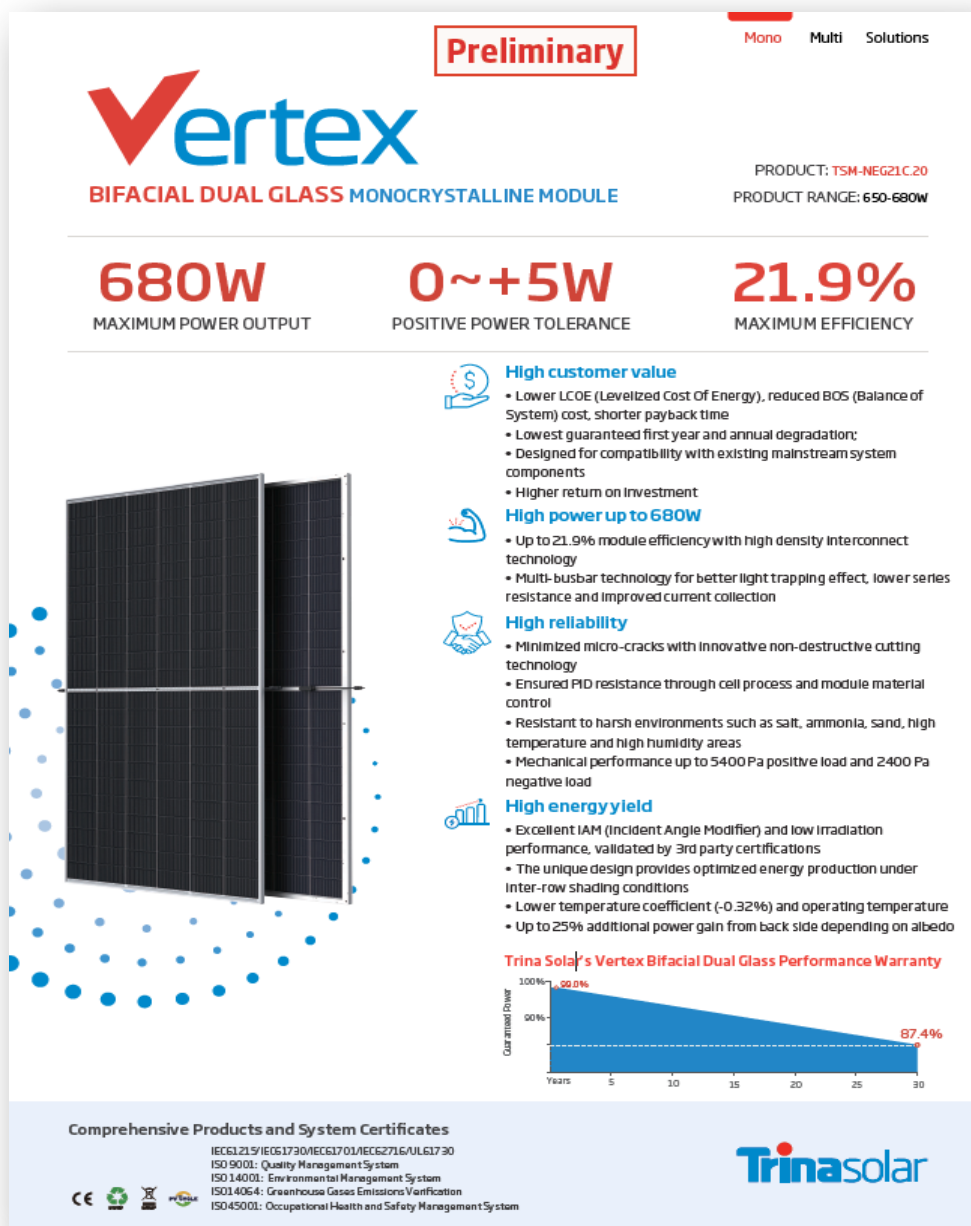


Figura 2 – Scheda tecnica modulo fotovoltaico

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

Campo	n. moduli	Potenza DC (KWp)	Superficie pannellata* (m ²)
A	5.320	3.617,600	16.525,79
B	6.328	4.303,040	19.657,00

Campo	n. moduli	Potenza DC (KWp)	Superficie pannellata* (m ²)
C	952	647,360	29.57,25
D	2.520	1.713,600	78.28,01
E	7.616	5.178,880	23.657,98
F	4.312	2.932,160	13.394,59
Totali	27.048	18.392,640	84.020,61

*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

Il 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 **9,0 m** per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi di manovra.

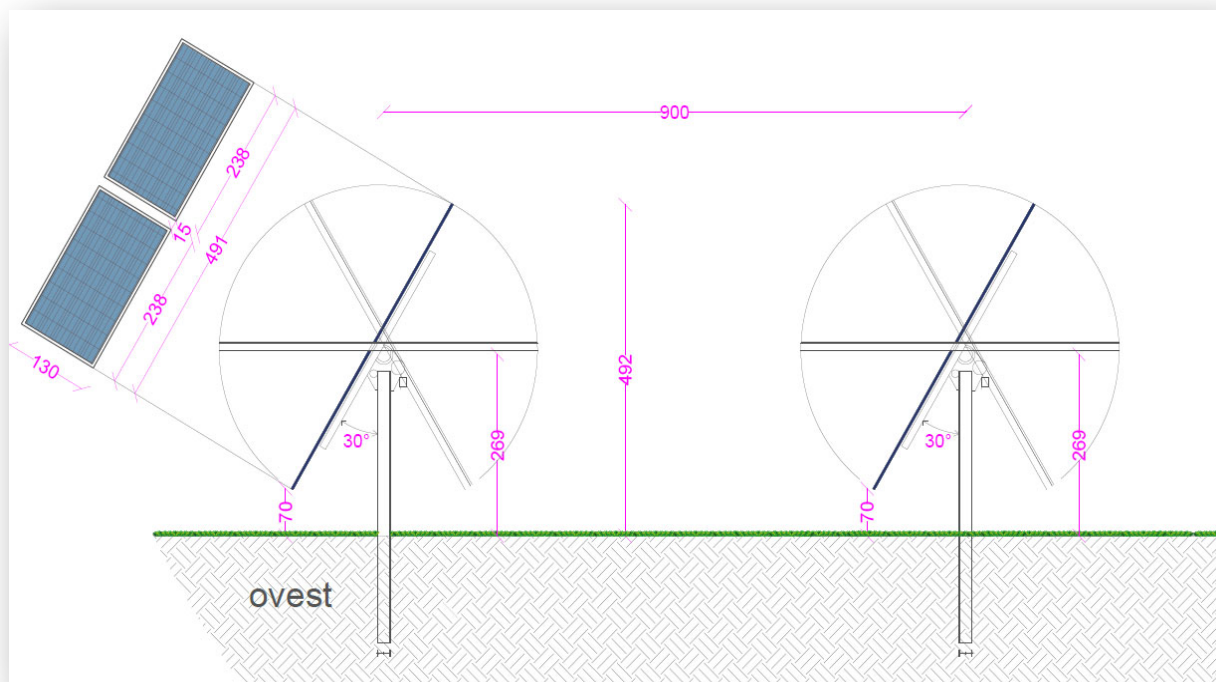


Figura 3 – Sezione tipo impianto con installazione su sistema ad inseguimento solare tipo tracker

La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture (tracker a 56 moduli) relativa ai diversi campi costituenti il parco fotovoltaico in progetto:

Campo	Tipo di inseguitore	Numero inseguitori
A	TR56	95
B	TR56	113
C	TR56	17
D	TR56	65
F	TR56	136
E	TR56	77
Totali		483

2.3 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno.

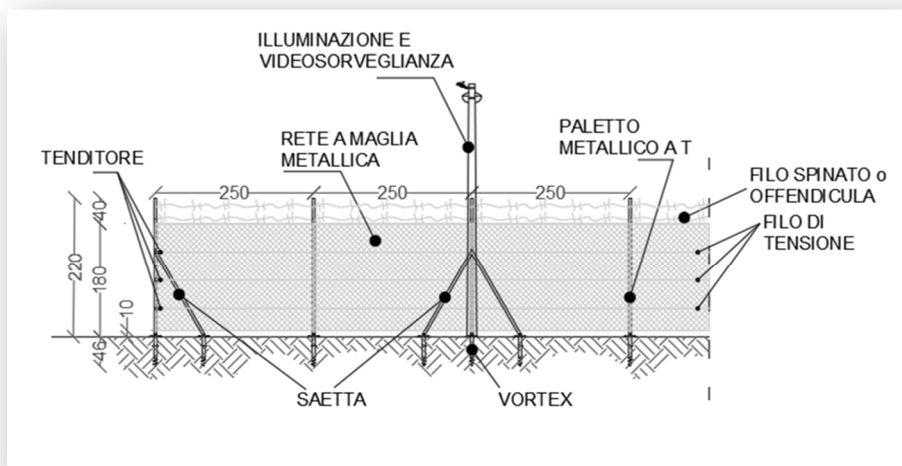


Figura 4 – Perimetrazione zona di impianto (estratto della tavola A.12.c.1 – Recinzione tipo impianto)

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.

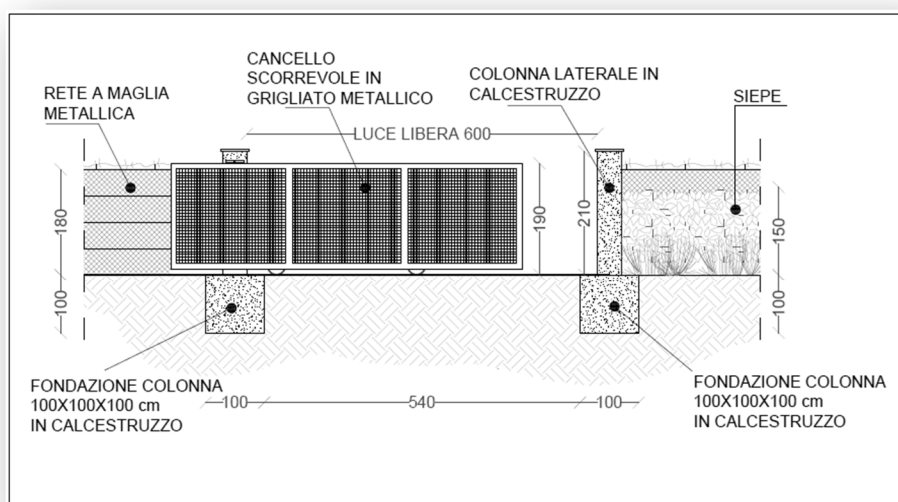


Figura 5 – Cannello carrabile tipo

Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idoneo corpo illuminante atto a garantire un'uniforme 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.

2.4 Inverter, trasformatori, quadri

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



Specifiche tecniche:

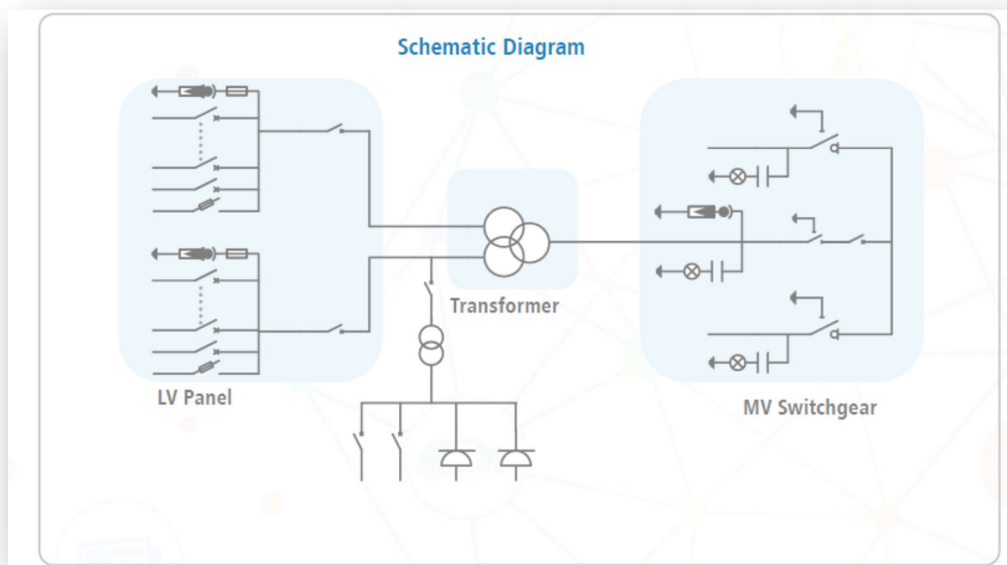
Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	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:

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

2.5 Opere elettriche

Gli impianti elettrici sono costituiti da:

- *Parco Fotovoltaico*: composto da 8 sottocampi complessivi di produzione (A,B,C,D,E₁,E₂,F₁,F₂), 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 il nuovo stallo di consegna a 150 kV che verrà realizzato nella futura stazione elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN;
- *Stazione elettrica (SE) di smistamento TERNA*: è la stazione elettrica di smistamento a 150 kV della RTN che verrà realizzata, di proprietà di TERNA S.p.A.

La rete di MT a 30 kV sarà composta da tre circuiti con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole di progetto precisando che nel caso di posa su strada esistente l'esatta posizione del cavidotto rispetto alla carreggiata sarà opportunamente definito in sede di sopralluogo con l'Ente gestore in funzione di tutte le esigenze dallo stesso richieste, pertanto il percorso su strada esistente indicato negli elaborati progettuali è da intendersi, relativamente alla posizione rispetto alla carreggiata, del tutto indicativo.

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 1,3 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K*m /W):

Sezione [mm ²]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]
50	152	0,641

240	367	0,125
400	470	0,0788

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Per i condotti e i cunicoli, essendo manufatti edili resistenti non è richiesta una profondità minima di posa né una protezione meccanica supplementare. Lo stesso dicasi per i tubi aventi diametro 450 o 750, mentre i tubi di diametro 250 devono essere posati almeno a 0,6 m con una protezione meccanica.

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.

I cavidotti interrati saranno dotati di pozzetti di ispezione dislocati lungo il percorso. Per i tratti su carreggiate stradali esistenti, ogni lavorazione sarà eseguita nel rispetto delle prescrizioni degli Enti proprietari e gestori del tratto di strada interessato e comunque sarà disposta un'opportuna segnalazione a mezzo nastro segnalatore all'interno dello scavo ed un'idonea segnalazione superficiale con appositi cippi segna cavo. Il percorso del cavidotto è stato scelto in modo da limitare al minimo l'impatto e verrà prevalentemente realizzato su terreni agricoli e in parte su strada esistente, comunque a ridosso dei confini di particella. Esso verrà posato utilizzando mezzi d'opera idonei e lo stesso prevede limitate quantità di terreno da smaltire visto il quasi totale riutilizzo dello stesso per il rinterro. Tale percorso, come meglio rappresentato nelle allegate tavole grafiche, riguarderà prevalentemente: il collegamento in Media Tensione tra i campi fotovoltaici e tra questi e la stazione di trasformazione.

La sottostazione elettrica di trasformazione è invece costituita dalle seguenti opere architettoniche:

- Locale celle MT,
- Locale BT e trafo MT/BT,
- Locale Gruppo Elettrogeno,
- Locale comando e controllo,
- Locale servizi igienici dotato di vasca di raccolta Imhoff,
- Magazzino.

Per una dettagliata disamina delle argomentazioni si rimanda alla Relazione Descrittiva Opere Elettriche ed alle pertinenti tavole grafiche allegate al presente progetto definitivo.

2.7 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre previsto l'impiego di n. 3 stazioni meteorologiche assemblate e configurate 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 (+ contafulmini).
- 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 6 – Esempio di stazione meteorologica

2.6 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,

Tav. A.5	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	17 di 23
----------	---	----------

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

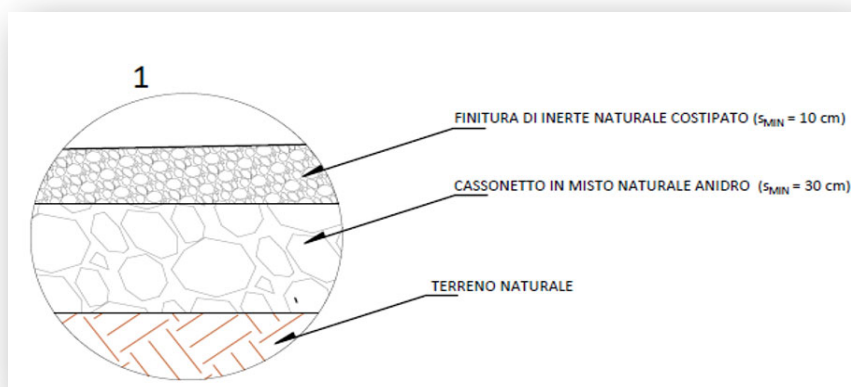
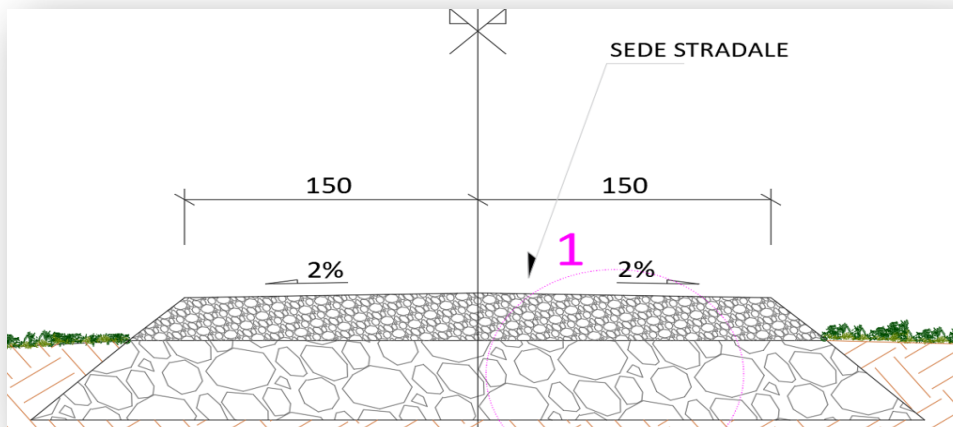


Figura 7 – Sezione tipo stradale

2.7 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>	€ 10.437.248,29
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	7 mesi

Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)

€ 568.033,14

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato in agro dei comuni di **Montemilone (PZ)**, **Venosa (PZ)** e **Palazzo San Gervasio (PZ)** in un'area prevalentemente pianeggiante raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in due aree recintate, sviluppa una superficie catastale di circa **38,2769** Ha di cui circa **27,498** Ha recintati.

3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a circa **18.3982,64** MWp, costituiti da n. **6** campi 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'irradiazione 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'irradiazione 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 irradiazione 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'irradiazione 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'irradiazione 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 8 – Irradiazione media

In appendice alla presente si riportano i tabulati di elaborazione restituiti dal software PVSYS 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 **1.588 kWh/kWp anno** per le strutture di sostegno ad inseguimento solare. La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.

Campo	Sottocampo	Tipo	n. elem.	n. moduli	Potenza DC (kWp)	n. stringhe	n. inverter	Potenza AC (kWp)	TRAFO (kW)	AC/DC	MWh/anno
A	A	TR56	95	5.320	3.617,60	190	21	3.675,00	4.500,00	1.02	5.835,90
B	B	TR56	113	6.328	4.303,04	226	25	4.375,00	5.500,00	1.02	6.947,50
C	C	TR56	17	952	647,36	34	4	700,00	1.000,00	1.08	1.111,60
D	D	TR56	45	2.520	1.713,6	90	10	1.750,00	2.500,00	1.02	2.779,00
E	E1	TR56	68	3.808	2.589,44	136	15	2.625,00	3.000,00	1.01	4.168,50
	E2	TR56	68	3.808	2.589,44	136	15	2.625,00	3.000,00	1.01	4.168,50

F	F1	TR56	34	1.904	1.294,72	68	8	1.400,00	1.500,00	1.08	2.223,20
	F2	TR56	43	2.408	1.637,44	86	10	1.750,00	2.000,00	1.07	2.779,00
TOT. IMPIANTO			483	27.048	18.392,64	966	108	18.900,00		1.04	30.013,2

3.4 Sistema di orientamento

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

3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati soprariportati la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **30.013,20** 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)

(dott. ing. Pierluigi Astorino)

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: BAS.24- Lupara

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 18.39 MWc

Imef-Pantano - Italia

Autore

New Developments srls (Italy)



PVsyst V7.2.7
VC1, Simulato su
25/10/21 10:08
con v7.2.7

Progetto: BAS.24- Lupara

Variente: Nuova variante di simulazione

New Developments srls (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico

Imef-Pantano

Italia

Ubicazione

Latitudine 40.94 °N

Longitudine 15.89 °E

Altitudine 400 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Imef-Pantano

PVGIS api TMY

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano a inseguimento, asse inclinato

Incl. asse media -1.3 °

Azim. asse med. 0.0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Ottimizzazione irraggiamento

Backtracking attivato

Ombre vicine

Ombre lineari

Informazione sistema

Campo FV

Numero di moduli

27048 unità

Pnom totale

18.39 MWc

Inverter

Numero di unità

106 unità

Pnom totale

18.55 MWac

Rapporto Pnom

0.992

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 29201 MWh/anno Prod. Specif. 1588 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 80.59 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici speciali	10

**PVsyst V7.2.7**

VC1, Simulato su
25/10/21 10:08
con v7.2.7

Progetto: BAS.24- Lupara

Variente: Nuova variante di simulazione

New Developments srls (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete**Orientamento campo FV****Orientamento**

Piano a inseguimento, asse inclinato

Incl. asse media -1.3 °

Azim. asse med. 0.0 °

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Importato

Circumsolare separare

Orizzonte

Altezza media 1.1 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)**Algoritmo dell'inseguimento**

Ottimizzazione irraggiamento

Backtracking attivato

Strategia Backtracking

N. di eliostati 483 unità

Campo (array) identico

Dimensioni

Distanza eliostati 9.00 m

Larghezza collettori 4.92 m

Fattore occupazione (GCR) 54.6 %

Phi min / max +/- 60.0 °

Angolo limite indetreggiamento

Limiti phi +/- 56.8 °

Ombre vicine

Ombre lineari

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore Trina Solar

Modello TSM-680DEG21C.20

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 680 Wp

Numero di moduli FV 27048 unità

Nominale (STC) 18.39 MWc

Moduli 966 Stringhe x 28 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 16.84 MWc

U mpp 1029 V

I mpp 16360 A

Potenza PV totale

Nominale (STC) 18393 kWp

Totale 27048 moduli

Superficie modulo 84021 m²

Superficie cella 78726 m²

Inverter

Costruttore Huawei Technologies

Modello SUN2000-185KTL-H1

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 175 kWac

Numero di inverter 106 units

Potenza totale 18550 kWac

Voltaggio di funzionamento 550-1500 V

Potenza max. (=>30°C) 185 kWac

Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Potenza totale inverter

Potenza totale 18550 kWac

N. di inverter 106 unità

Rapporto Pnom 0.99

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 2.0 %

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 1.1 %

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento

Uc (cost) 29.0 W/m²K

Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.5 %

Fattore di perdita IAM

Param. ASHRAE: IAM = 1 - bo(1/cos i -1)

Param. bo 0.05

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale campo 0.55 mΩ

Fraz. perdite 0.8 % a STC

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 1.0 % a MPP



PVsyst V7.2.7
VC1, Simulato su
25/10/21 10:08
con v7.2.7

Progetto: BAS.24- Lupara
Variante: Nuova variante di simulazione

New Developments srls (Italy)

Perdite campo

Correzione spettrale

Primo modello solare

Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781



PVsyst V7.2.7
VC1, Simulato su
25/10/21 10:08
con v7.2.7

Progetto: BAS.24- Lupara
Variante: Nuova variante di simulazione

New Developments srls (Italy)

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 2.0 %
7.3 giorni,
3 periodi

Perdite ausiliarie

Proporzionali alla potenza 4.0 W/kW
0.0 kW dalla soglia di potenza

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 0.25 % a STC

Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Sezione cavi (106 Inv.) Rame 106 x 3 x 400 mm²
Lunghezza media dei cavi 200 m

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 20 kV

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 18099 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24) 9.05 kW/Inv.
Fraz. perdite 0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.71 mΩ/inv.
Fraz. perdite 1.00 % a STC

Definizione orizzonte

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°59'34', Long=15°54'11', Alt=370m

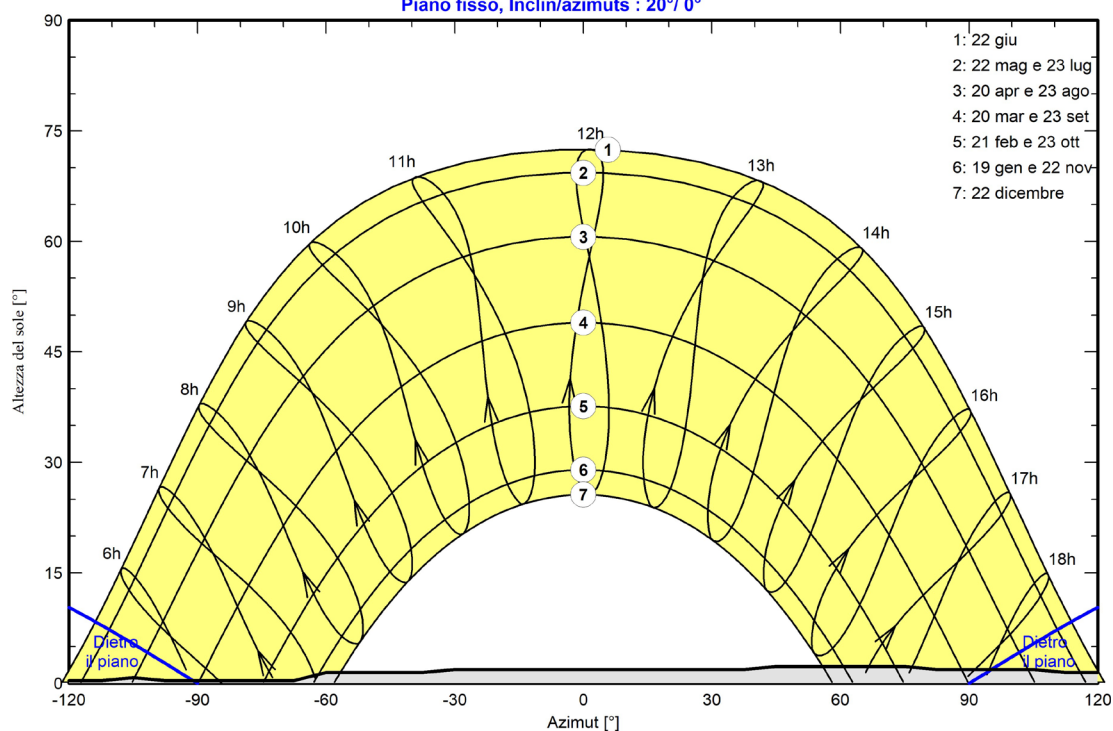
Altezza media	1.1 °	Fattore su albedo	0.91
Fattore su diffuso	0.97	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-128	-120	-113	-105	-98	-68	-60	-38	-30	38
Altezza [°]	0.0	0.0	0.4	0.4	0.8	0.4	0.4	1.5	1.5	1.9	1.9
Azimut [°]	45	75	83	105	113	135	143	150	158	180	
Altezza [°]	2.3	2.3	1.9	1.9	1.5	1.5	0.4	0.4	0.0	0.0	

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)

Piano fisso, Inclina/azimuts : 20°/ 0°





PVsyst V7.2.7
VC1, Simulato su
25/10/21 10:08
con v7.2.7

Progetto: BAS.24- Lupara

Variente: Nuova variante di simulazione

New Developments srls (Italy)

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

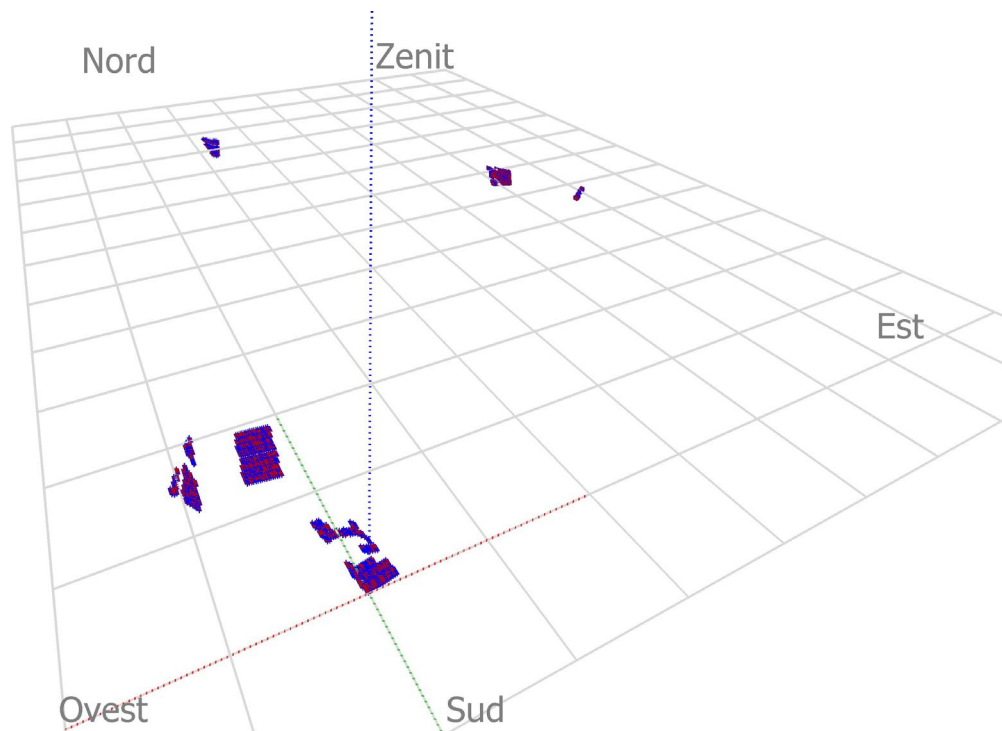
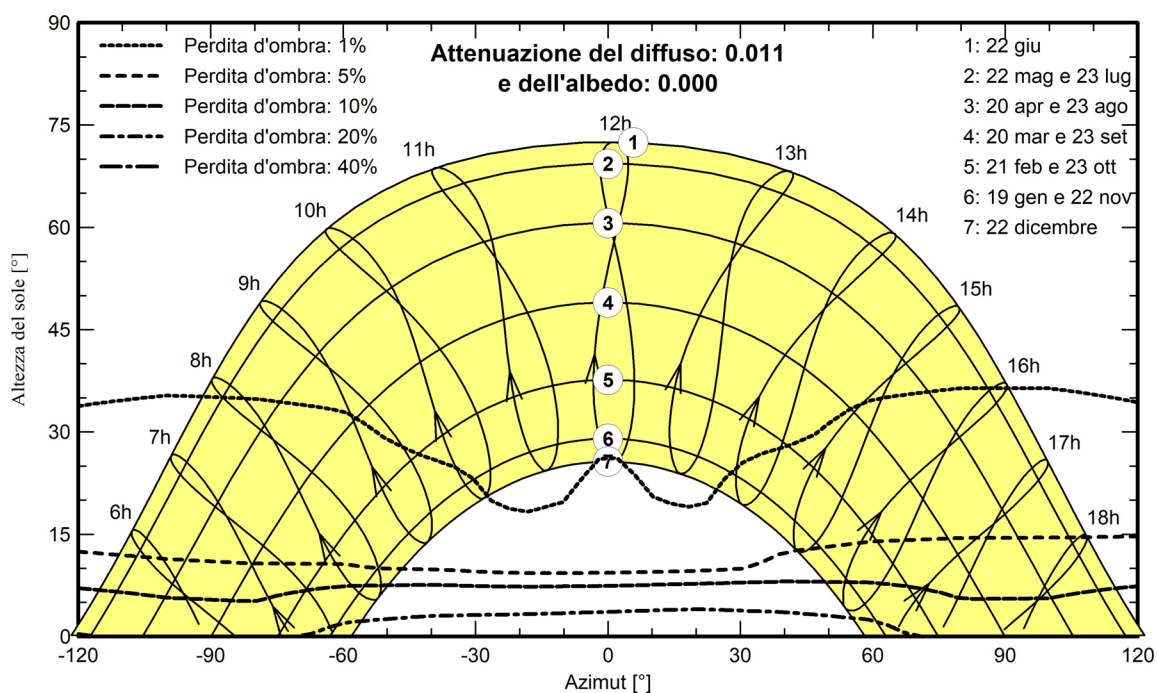


Diagramma iso-ombre

BAS.24- Lupara - Ora legale





Progetto: BAS.24- Lupara

Variente: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.7

VC1, Simulato su

25/10/21 10:08

con v7.2.7

New Developments srls (Italy)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

29201 MWh/anno

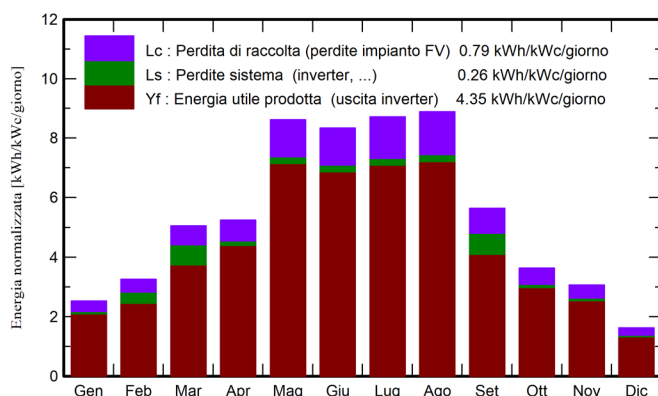
Prod. Specif.

1588 kWh/kWc/anno

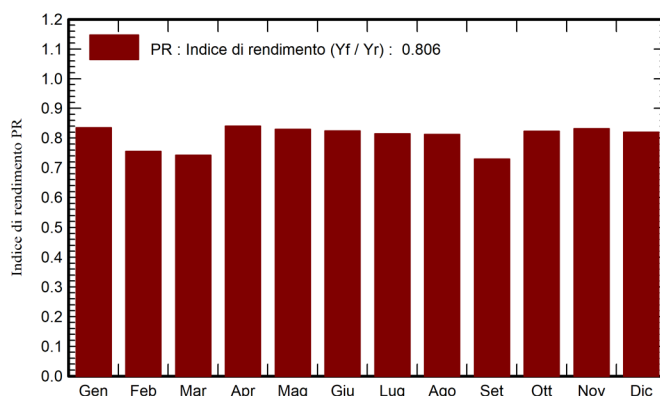
Indice di rendimento PR

80.59 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

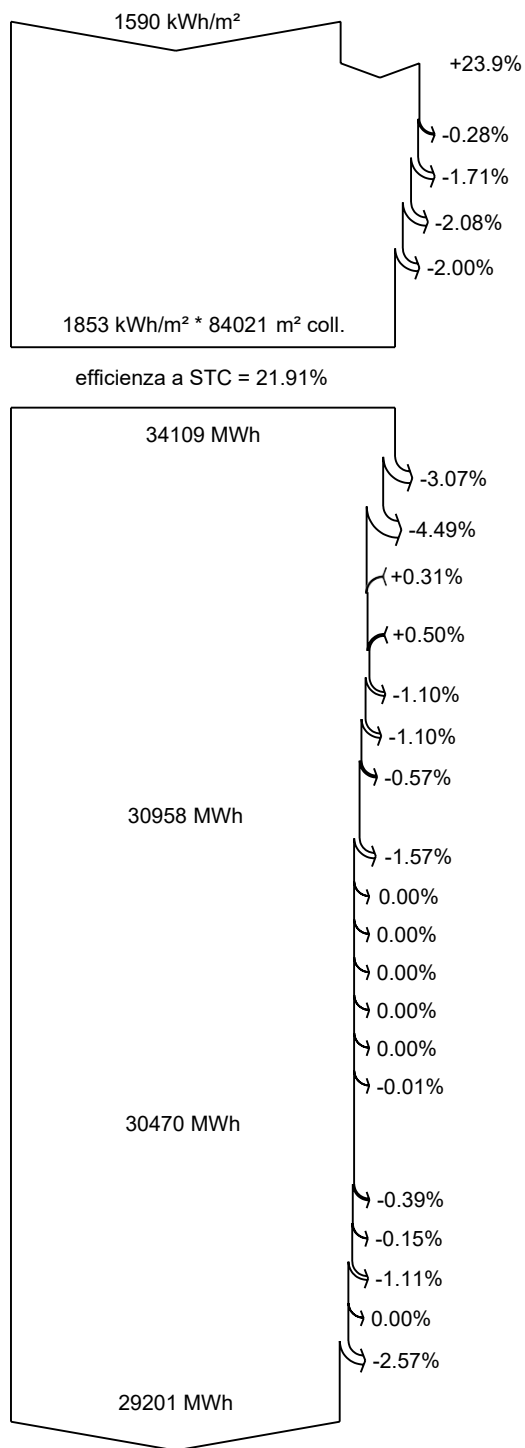
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	63.7	27.76	6.81	78.2	70.8	1244	1200	0.834
Febbraio	75.2	36.39	8.72	91.2	84.1	1460	1266	0.755
Marzo	126.9	52.41	8.86	156.7	146.7	2524	2138	0.742
Aprile	131.0	66.87	11.71	157.4	147.9	2513	2433	0.840
Maggio	215.1	71.59	18.60	267.1	254.5	4208	4076	0.830
Giugno	201.8	77.58	20.74	250.1	237.9	3915	3792	0.824
Luglio	214.0	68.04	23.57	270.1	257.1	4180	4047	0.815
Agosto	216.1	57.18	25.14	275.5	262.1	4249	4115	0.812
Settembre	136.4	56.21	19.30	169.2	159.1	2660	2268	0.729
Ottobre	92.7	43.13	15.66	112.5	104.3	1763	1704	0.823
Novembre	73.7	31.05	10.08	91.8	83.5	1453	1405	0.832
Dicembre	43.1	25.59	5.25	50.1	45.0	789	756	0.820
Anno	1589.6	613.80	14.58	1970.0	1852.9	30958	29201	0.806

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Globale incidente piano coll.
GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo
E_Grid Energia immessa in rete
PR Indice di rendimento

Diagramma perdite



Irraggiamento orizzontale globale

Globale incidente piano coll.

Ombre lontane / Orizzonte

Ombre vicine: perdita di irraggiamento

Fattore IAM su globale

Perdite per sporco campo

Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a STC)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Correzione spettrale

Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

Perdita disadattamento moduli e stringhe

Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

Perdita inverter in funzione (efficienza)

Perdita inverter per superamento P_{max}

Lerdita inverte a causa massima corrente in ingresso

Perdita inverter per superamento V_{max} Perdita inverter per non raggiungimento P_{min} Perdita inverter per non raggiungimento V_{min}

Consumi notturni

Energia in uscita inverter

Ausiliari (ventilatori, altro...)

Perdite ohmiche AC

Perdita del trasfo Medio Voltaggio

Perdita ohmmica sulla linea MV

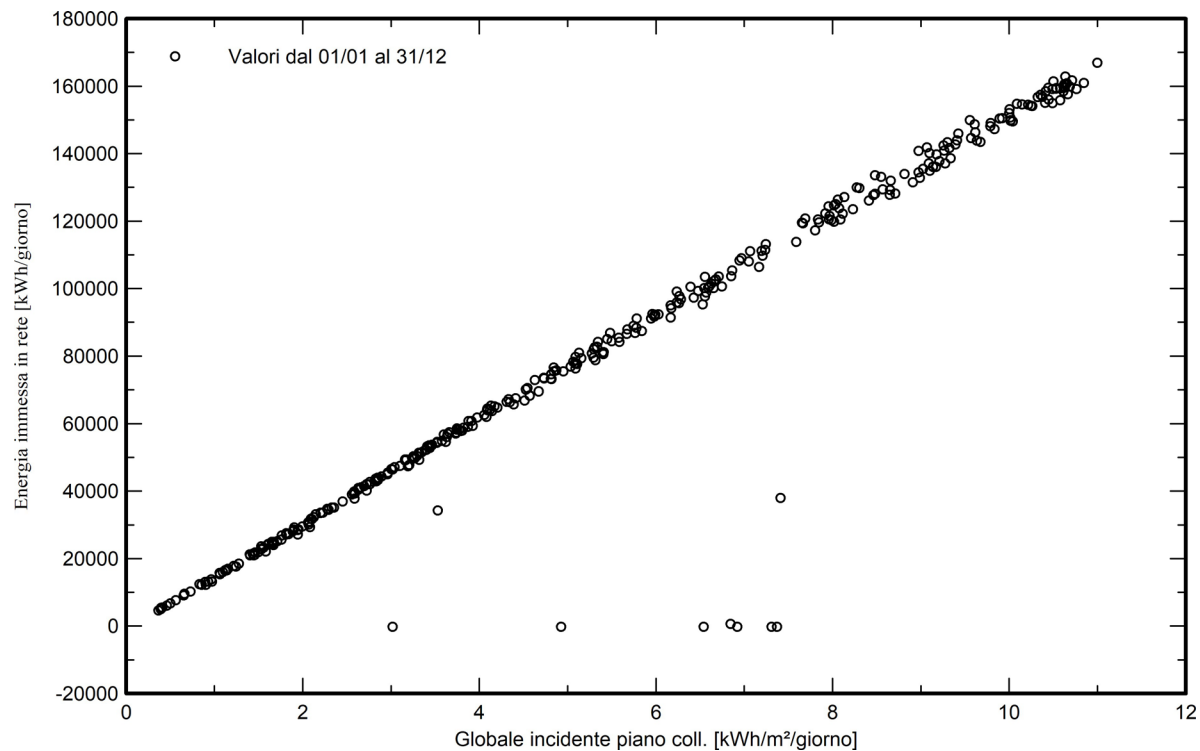
indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete



Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

