



Comune
di Gravina in Puglia

Regione Puglia



proponente:

AMBRA SOLARE 6 S.R.L.

Via Tevere 41, 00187 - Roma (RM) - P.IVA/C.F. 15946071006 - pec: ambrasolare6srl@legalmail.it



id:

TAV_E

GRUPPO
Powertis

DISCIPLINA:	PD	TIPOLOGIA:	R	FORMATO:	A4	CODICE PRATICA:
FOGLIO:	1 di 1	SCALA:	-	Nome file:	Relazione_Tecnica_FV_D1.pdf	

titolo del progetto:

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

nome elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

progettazione:



Rev:	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/05/2022	PRIMA EMISSIONE	New Dev.	PW	PW



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
2. Descrizione delle diverse componenti.....	4
2.1 Modulo fotovoltaico	4
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	12
2.6 Stazione Meteorologica	14
2.7 Viabilità interna.....	16
2.8 Sistema di accumulo	17
2.8 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione	18
3. Dimensionamento dell'impianto.....	18
3.1 Sito di installazione	18
3.2 Potenza totale	19
3.3 Dati di irraggiamento	19
3.4 Sistema di orientamento.....	22
3.5 Previsione di produzione energetica	23
4. Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale	23
5. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento ...	25
6. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini	27

Premessa

Ambra Solare 6 s.r.l. con sede in via Tevere, 41 – 00187 – Roma (RM), cf: 15946071006,

propone

in agro del comune di Gravina in Puglia (BA), un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica combinato con sistemi agricoli, denominato "Lamatufara", che sviluppa potenza nominale pari a **37,16608 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:

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

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:

- *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.

2. Descrizione delle diverse componenti

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.

Preliminary
Mono
Multi
Solutions



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 650-680W

680W

MAXIMUM POWER OUTPUT


0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE


21.9%

MAXIMUM EFFICIENCY




- 


High customer value

 - Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
 - Lowest guaranteed first year and annual degradation
 - Designed for compatibility with existing mainstream system components
 - Higher return on investment
- 

High power up to 680W

 - Up to 21.9% module efficiency with high density interconnect technology
 - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- 

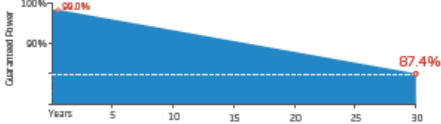
High reliability

 - Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
 - Ensured PID resistance through cell process and module material control
 - Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
 - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- 

High energy yield

 - Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low Irradiation performance, validated by 3rd party certifications
 - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
 - Lower temperature coefficient (-0.32%) and operating temperature
 - Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo






Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	100.0%
30	87.4%

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

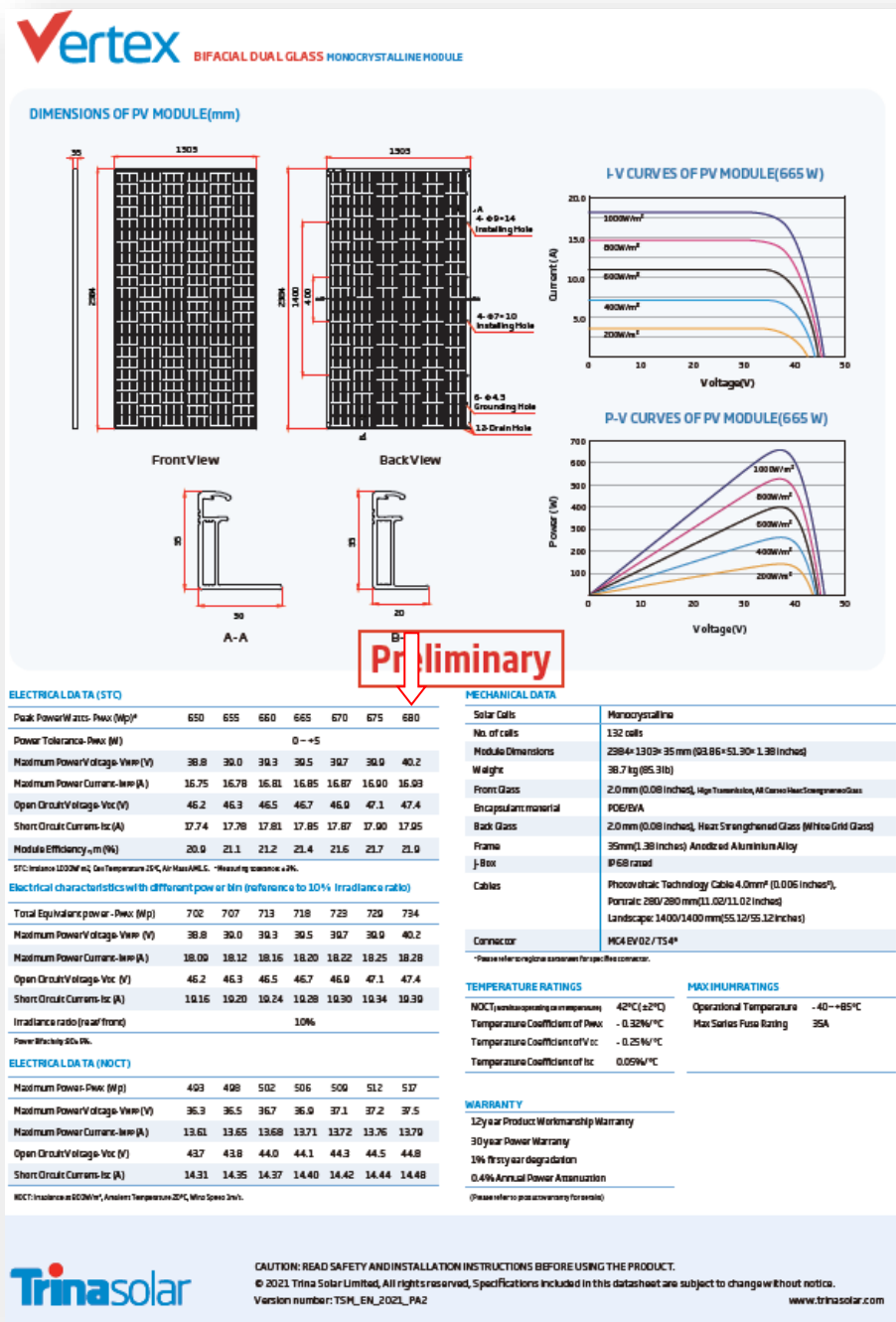


Figura 1 – Scheda tecnica modulo fotovoltaico

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

Campo	n. moduli	Potenza (KWp)	Superficie pannellata* (m ²)
A	30.520	20.753,60	100.508,36
B	24.136	16.412,48	79.484,59
Tot	54.656	37.166,08	179.992,24

*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo dei pannelli nella loro posizione a tilt zero gradi

2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Il progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monassiale di *rollio* 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*. Questo motore lavora estendendosi ed accorciandosi lungo una direttrice sub-verticale la cui inclinazione cambia di alcuni gradi durante la giornata.

Il movimento del motore si trasforma per i pannelli in rotazione intorno ad un'asse orizzontale.

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 m** per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi necessari di manovra in fase di manutenzione.

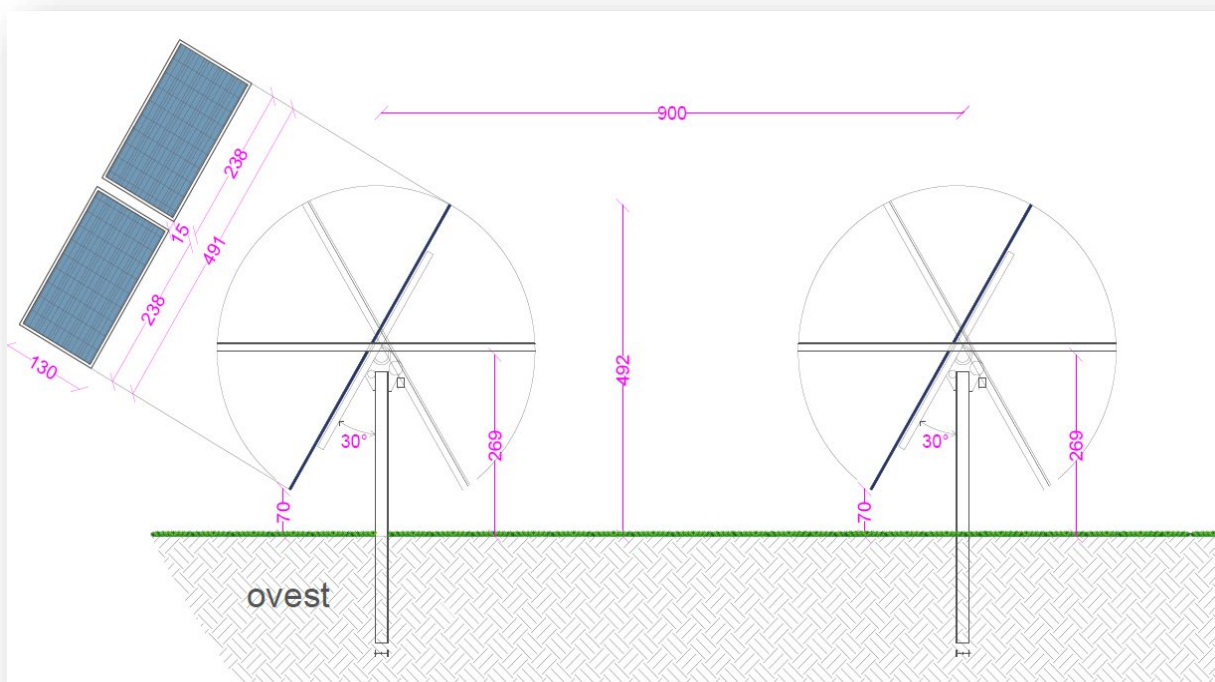


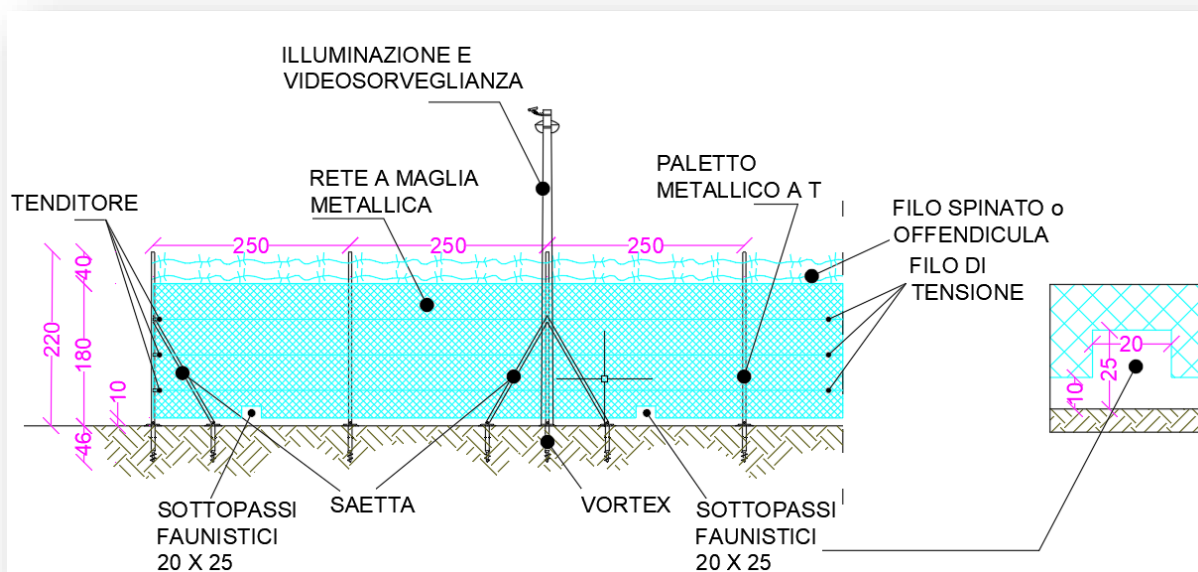
Figura 3 – Sezione tipo impianto con installazione su sistema ad inseguimento solare tipo tracker

La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia di lunghezza e relativa ai diversi campi costituenti il parco fotovoltaico in progetto:

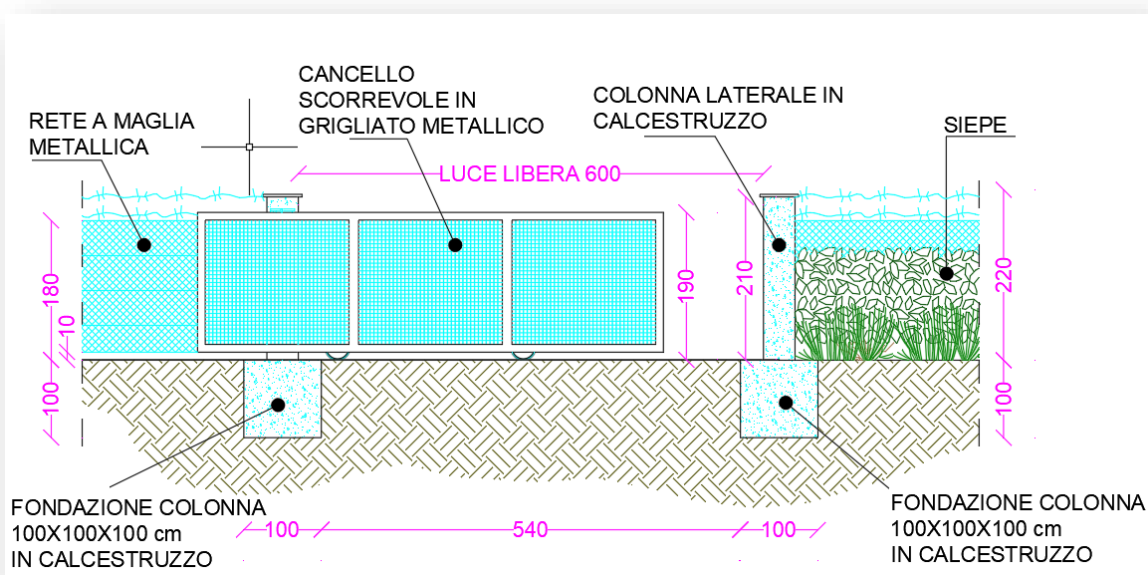
Campo	Tipo di inseguitore	Numero inseguitori
A	TR56	545
B	TR56	431
Totali		976

2.3 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno e idonei sottopassi faunistici per non ostacolare il transito della fauna locale.



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.



Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idonea lampada atta 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

Il sistema di conversione DC/AC avviene per mezzo di inverter della SMA, modello Inverter Sunny Central 2200 / 3000-EV, posti all'interno di un cabinet MV POWER STATION 6000 della SMA, o altra marca e modello simile in commercio da definire in fase di progettazione esecutiva. La soluzione MVPS 6000, ossia Medium Voltage Power Station, prevede l'alloggiamento, a bordo di un'unica struttura di campo, di inverter, di un trasformatore per l'elevazione in MT, un quadro MT con relative celle di sezionamento per l'ingresso e l'uscita e un ulteriore scomparto in BT, con relativi quadri di sezionamento; restando inteso che potranno essere utilizzati altri trasformatori di marca e modello simile presenti in commercio.



Figura 2- Medium Voltage Power Station di SMA

Tali elementi sono presenti in maniera compatta all'interno di un container di dimensioni 12192 x 2896 x 2438 mm.

MV Power Station 5000	MV Power Station 5500	MV Power Station 5800	MV Power Station 6000
2 x SC 2500-EV or 2 x SCS 2500-EV 1500 V 2 x 3200 A ○	2 x SC 2750-EV or 2 x SCS 2750-EV 1500 V 2 x 3200 A 2 x 24 double pole fused [2 x 32 single pole fused] ○ 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	2 x SCS 2900 1000 V 2 x 3960 A ○	2 x SC 3000-EV or 2 x SCS 3000-EV 1500 V 2 x 3200 A ○
5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA 5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA 11 kV to 35 kV 50 Hz / 60 Hz ● / ○ ● / ○ 88 A 4.0 kW / 3.1 kW 37.5 kW / 37.5 kW < 3% ○ up to 60% of AC power 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA 5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA 11 kV to 35 kV 50 Hz / 60 Hz ● / ○ ● / ○ 97 A 4.0 kW / 3.1 kW 40.0 kW / 40.0 kW < 3% ○ up to 60% of AC power 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	5880 kVA / 5340 kVA / 0 kVA 5880 kVA / 5340 kVA / 0 kVA 11 kV to 35 kV 50 Hz / 60 Hz ● / ○ ● / ○ 102 A 4.3 kW / 3.2 kW 42.0 kW / 42.0 kW < 3% ○ up to 60% of AC power 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA 6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA 11 kV to 35 kV 50 Hz / 60 Hz ● / ○ ● / ○ 105 A 4.5 kW / 3.2 kW 45.5 kW / 45.5 kW < 3% ○ up to 60% of AC power 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
98.6% 98.3% 98.0%	98.7% 98.6% 98.5%	98.6% 98.4% 98.0%	98.8% 98.6% 98.5%
DC load-break switch Medium-voltage vacuum circuit breaker Surge arrester type I ● IAC A 20kA 1s	DC load-break switch Medium-voltage vacuum circuit breaker Surge arrester type I ● IAC A 20kA 1s	DC load-break switch Medium-voltage vacuum circuit breaker Surge arrester type I ● IAC A 20kA 1s	DC load-break switch Medium-voltage vacuum circuit breaker Surge arrester type I ● IAC A 20kA 1s
12192 mm / 2896 mm / 2438 mm < 26 t < 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW < 740 W	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm < 26 t < 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW < 740 W	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm < 26 t < 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW < 600 W	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm < 26 t < 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW < 740 W
Control rooms IP23D, Inverter electronics IP65 ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ 15% to 95%	Control rooms IP23D, Inverter electronics IP65 ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ 15% to 95%	Control rooms IP23D, Inverter electronics IP65 ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ 15% to 95%	Control rooms IP23D, Inverter electronics IP65 ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ 15% to 95%
20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h
Terminal lug Outer-cone angle plug ● / ○ ● / ○ ○ RAL 7004 ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○	Terminal lug Outer-cone angle plug ● / ○ ● / ○ ○ RAL 7004 ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○	Terminal lug Outer-cone angle plug ● / ○ ● / ○ ○ RAL 7004 ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○	Terminal lug Outer-cone angle plug ● / ○ ● / ○ ○ RAL 7004 ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○ / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○ ● / ○
IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 , CSC - Zertifikat, EN 50588-1			
MVPS-5000-20	MVPS-5500-20	MVPS-5800-20	MVPS-6000-20

Figura 3-Schede tecniche inverter scelti

Nella seguente tabella viene riportata distribuzione delle Power Station con indicazione delle potenze dei relativi gruppi di conversione e trasformazione di ogni campo.

Campo	N STAZIONI	Potenza DC (KWp)	Potenza AC (KWp)
A	4	20.753,60	24.000,00
B	3	16.412,48	18.000,00
Totali	7	37.166,08	42.000,00

2.5 Opere elettriche

Gli impianti elettrici sono costituiti da:

- *Parco Fotovoltaico*: composto da 7 sottocampi complessivi di produzione (A₁,A₂,A₃,A₄ B₁,B₂,B₃), che trasformano la radiazione solare in energia elettrica. Detti sottocampi sono dotati di cabine con all'interno 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 accumulo elettrochimico* posizionato all'interno del parco fotovoltaico per l'accumulo anche di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico;
- *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 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 media tensione a 30 kV sarà composta da n. 7 circuiti interni ai parchi (MVPS – CC1/CC) e n. 2 circuiti su strade pubbliche (CC1 – CC) e (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 1,3 m di profondità per cavi su terreno e 1,4m e 2,0m di profondità per cavi su strada pubblica, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K*m /W):

Sezione [mmq]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]
50	168	0,641
70	207	0,443
150	318	0,206
185	361	0,164
300	472	0,1
400	543	0,0788

Caratteristiche elettriche cavo MT

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 1,3 m per cavi con posa su terreno e 2,0 m per cavi con posa su strada pubblica, 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.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione 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 sottostazione elettrica di trasformazione (SET).

La SET è necessaria ad elevare la tensione da 30 kV a 150 kV al fine di poter immettere l'energia prodotta nella rete di trasmissione nazionale RTN.

La SET sarà costituita da un sistema a 150 kV diviso in 2 sezioni (stallo trasformatore e sbarre comuni AT) e un sistema a 30 kV avente montanti di collegamento al Parco Fotovoltaico.

La SET sarà 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.

Infine per il parco fotovoltaico in progetto la stazione di trasformazione è stata progettata in funzione di una condivisione con altri produttori, come definito dal STMG ricevuto da Terna S.p.A..

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

2.6 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

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	14 di 28
--------	---	----------

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:

- *Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.*
- *Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo. Costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.*
- *Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.*
- *Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.*
- *Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico*
- *Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.*
- *Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri*

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 4-Esempio di stazione meteorologica

2.7 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.

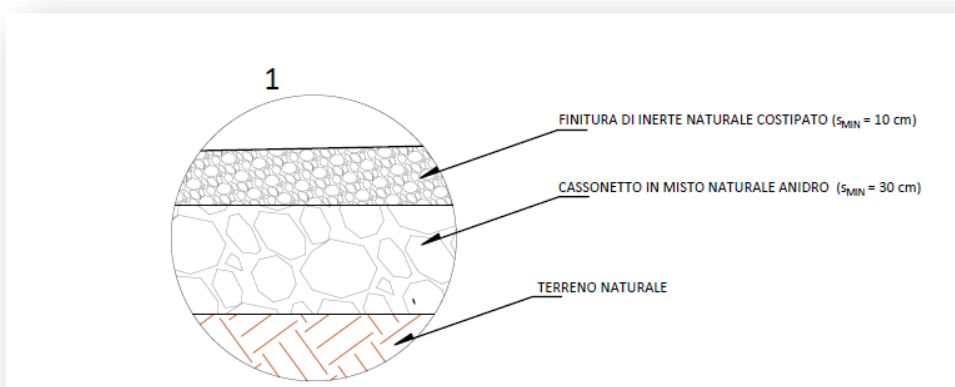
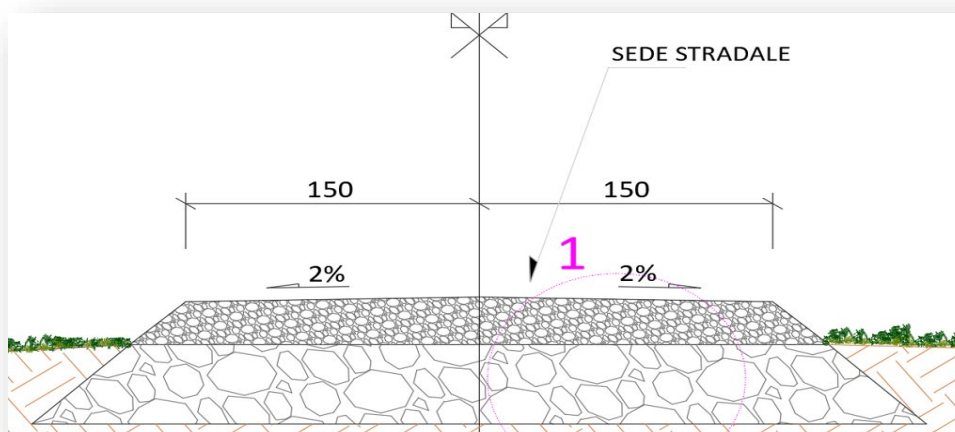


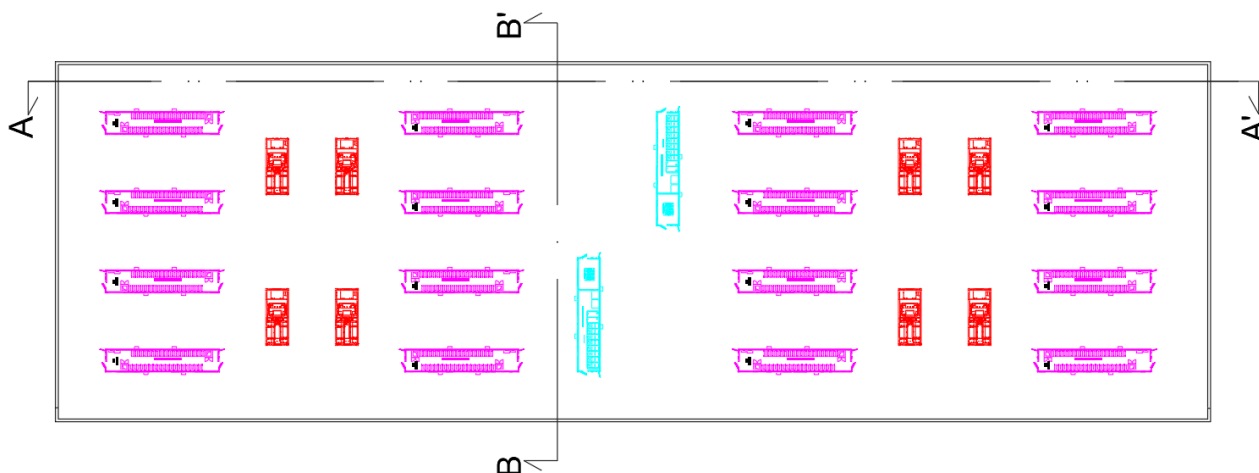
Figura 5 – Sezione tipo stradale

2.8 Sistema di accumulo

È prevista la realizzazione di un sistema di accumulo posto all'interno del campo A avente potenza di 20 MW e capacità di accumulo di 80 MWh, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico.

Il layout prevede la disposizione di n. 16 battery container (dim. 12,142 m x 2,438 m), n. 2 common container (dim. 12,142 m x 2,438 m), n. 16 inverter e n. 8 trasformatori, il tutto all'interno di un'area recintata, secondo la disposizione riportata nella specifica tavola grafica allegata.

La figura che segue mostra la disposizione minima tipo per l'impianto previsto rimandando allo specifico elaborato progettuale ed alla relazione tecnica delle opere elettriche per maggiori dettagli.



2.8 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>	14 mesi
<i>Costo stimato di realizzazione dell'impianto (come da quadro economico)</i>	€ 26.738.546,29
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	9 mesi
<i>Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)</i>	€ 1.360.313,87

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato in agro del comune di Gravina in Puglia (BA) in un'area prevalentemente pianeggiante raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in due aree recintate, sviluppa una superficie catastale di Ha **63.12.67**.

3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a **37,16608 MW**, costituiti da n. 2 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 6 – Irradiazione media

In allegato si riporta il tabulato di elaborazione restituito dal software PVSYST finalizzato alla stima della producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico in progetto.

In relazione ai dati di input inseriti, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.538 kWh/kWp anno**.

3.4 Sistema di orientamento

Sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale di rollio (rotazione intorno all'asse nord-sud) con rotazione intorno all'asse nord-sud.

3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati riportati in allegato la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **57.172 MWh/anno**.

4. Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà delle ricadute positive sul contesto occupazionale locale. Infatti, sia per le operazioni di cantiere che per quelle di manutenzione e gestione delle varie parti di impianto, è previsto di utilizzare in larga parte, compatibilmente con la reperibilità delle professionalità necessarie, risorse locali. In particolare, per la fase di cantiere si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto, per le varie lavorazioni le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzione, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri; montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici. Anche l'approvvigionamento dei materiali ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

È evidente che altri riflessi economici e ricadute positive per il territorio si avranno in conseguenza dell'apertura dei cantieri e per le attività collaterali ed indotte dai cospicui investimenti messi in atto dall'iniziativa (approvvigionamento materiali, servizi di ristorazione, ecc.).

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	23 di 28
--------	---	----------

occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e opagricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

In aggiunta ai dati riportati nella documentazione progettuale presentata, si riportano di seguito alcune valutazioni e dati circa il beneficio occupazionale a regime dell'impianto una volta realizzato.

Un recente studio realizzato dal dipartimento di ingegneria elettrica dell'Università di Padova, denominato "Il valore dell'energia fotovoltaica in Italia", basandosi su dati e studi effettuati per altri paesi europei (Germania in particolare), ha realizzato un'analisi generale dell'impatto dell'installazione del fotovoltaico sull'occupazione, identificando un indice da associare alla potenza fotovoltaica installata.

Tenendo conto di un tasso di crescita annua dell'installato pari a +15,6% (inferiore a quello di altri Paesi ma ritenuto attendibile per l'Italia) lo studio ha stimato in 35 posti di lavoro per MW installato la ricaduta occupazionale in fase di realizzazione dell'investimento (naturalmente ripartiti su tutta la filiera), ed in 1 posto di lavoro ogni 2 MW installati la ricaduta per l'intera durata della vita degli impianti.

Le valutazioni in merito svolte dalla società proponente si dimostrano più cautelative almeno per quanto riguarda le unità lavorative dell'impianto in esercizio. Nella fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico si prevedono a regime almeno 14 occupati a tempo indeterminato di cui 10 destinati alla manutenzione e 4 per la sorveglianza dell'impianto

Il fotovoltaico è caratterizzato, così come le altre tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili, da elevati costi di investimento in rapporto ai ridotti costi di gestione e di manutenzione. A parità di costo dell'energia prodotta, tale specificità può avere il vantaggio di essere trasformata in occupazione in quanto si viene a sostituire valore aggiunto al combustibile utilizzato negli impianti che usano fonti combustibili convenzionali.

5. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento

Nel prospetto che segue viene riportato l'elenco, comunque non esaustivo, degli Enti competenti per il rilascio dei pareri e nulla osta:

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
1	Comune di Gravina in Puglia	Via V. Veneto,12 70024, Gravina (BA)	protocollo.gravinainpuglia@pec.rupar.puglia.it	Gravina in Puglia (BA)
2	Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione - Servizio Energia, Reti e Infrastrutture materiali per lo sviluppo	Corso Sonnino, 177 70121, Bari (BA)	servizio.energieinnovabili@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
3	Area Politiche per la mobilità e qualità urbana - Servizio Assetto del Territorio, Ufficio Paesaggio	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
4	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana - Servizio Ecologia Ufficio Programmazione, politiche energetiche, VIA e VAS	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
5	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
6	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana - Ufficio Espropri	Via delle Magnolie 6,8 70026, Modugno (BA)	ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
7	Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche - Servizio LL.PP. Ufficio coordinamento strutture tecniche provinciale Bari	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	ufficio.coord.stp.ba@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
8	Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione - Servizio Attività Economiche Consumatori, Ufficio controllo e gestione del P.R.A.E.	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	attivitaastrattive@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
9	Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale - Sezione Foreste, servizio territoriale Bari	Lungomare Nazario Sauro, 70100 - Bari	coordinamentoserviziterritoriali@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
10	Città Metropolitana di Bari	Lungomare Nazario Sauro,29, 70100 - Bari	protocollo.provincia.bari@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
11	Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Direzione Regionale	Strada dei Dottula - Isolato 49 70122, Bari (BA)	mbac-dr-pug@mailcert.beniculturali.it	Bari (BA)
12	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per la città Metropolitana di Bari	Via Pier l'Eremita 25/B 70122 BARI	mbac-sabap-ba@mailcert.beniculturali.it	Bari (BA)
13	Ministero Sviluppo Economico -Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia -Basilicata	Via Amendola, 116 70125, Bari (BA)	dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it	Bari (BA)
14	Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - UNMIG - Ufficio 14	P.zza Giovanni Bovio, 22 80133, Napoli (NA)	dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it	Napoli (NA)
15	Comando VV.F. Bari	Via Gravina, 70022 Altamura (BA)	dist.ba01.altamura@vigilfuoco.it	Altamura (BA)
16	Aeronautica Militare - Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio - Ufficio Servitù Militari	Lungomare Nazario Sauro, 39 70121, Bari (BA)	aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it	Bari (BA)
17	Marina Militare Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto- Comando Militare Esercito Puglia	Via Acton, s.n. 74121, Taranto (TA)	maridipart.taranto@postcert.difesa.it	Taranto (TA)
18	Comando Militare Esercito "Puglia" (CRFC)	Piazza Luigi di Savoia, 4 70121, Bari (BA)	cme_puglia@postacert.difesa.it	Bari (BA)
19	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia	Str. Prov. per Casamassima km 3 - 70010,Valenzano (BA)	Segreteria@pec.adb.puglia.it	Valenzano (BA)
20	ENAC - Direzione Operazioni SUD c/o Blocco Tecnico ENAV - CAAV Napoli	Viale Fulco Ruffo di Calabria - Aeroporto di Napoli Capodichino 70144, Napoli (NA)	protocollo@pec.enac.gov.it	Napoli (NA)
21	ENAV S.p.A.	Via Salaria, 716 00138, Roma (RM)	protocollogenerale@pec.enav.it	Roma (RM)

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
22	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	Via delle Magnolie 6 70026, Modugno (BA)	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
23	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio Urbanistica	Via delle Magnolie 6 70026, Modugno (BA)	serviziourbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
24	SNAM RETE GAS - Distretto Sud-Orientale	Via G. Amendola,162.1 70126, Bari (BA)	distrettosor@pec.snamretegas.it	Bari (BA)
25	TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa	Viale Egidio Galbani, 70 00156, Roma (RM)	info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it	Roma (RM)
26	ASL Bari	Lungomare Starita, 6 70123 Bari (BA)	protocollo.asl.bari@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
27	Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (CIGA)	Aeroporto "M. De Bernardi", via di Pratica di Mare, 45 00040, Pomezia (RM)	aerogeo@postacert.difesa.it	Pomezia (RM)
28	Agenzia delle Dogane di Foggia	Corso Antonio de Tullio, 3 70122 – Bari (BA)	dogane.bari@pec.adm.gov.it	Bari (BA)
29	ANAS s.p.a.	Viale Luigi Einaudi, 15 70125 – Bari (BA)	servizioclienti@postacert.stradeanas.it	Bari (BA)
30	Acquedotto Pugliese S.p.A.	Via Cognetti, 36 70121, Bari (BA)	acquedotto.pugliese@pec.aqp.it	Bari (BA)
31	ARPA Puglia-Direzione Generale	Corso Trieste, 27 70126 Bari (BA)	dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)

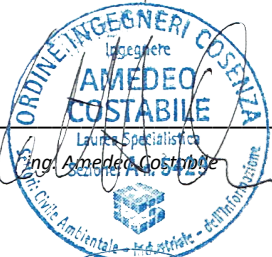
6. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

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:



ing. Giovanni Guzzo Follaro



ing. Amedeo Costabile



ing. Francesco Meringolo



ing. Pierluigi Astorino

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: PUG.18 - Lamatufara-DEPOTENZIATO

Variant: Simulazione Lamatufara-DEPOTENZIATO

Tracking system with backtracking

System power: 37.17 MWp

Lamatufara-Dolcecanto - Italia

Author

New Developments srls (Italy)



Project: PUG.18 - Lamatufara-DEPOTENZIATO

Variant: Simulazione Lamatufara-DEPOTENZIATO

PVsyst V7.2.14

VCO, Simulation date:
16/05/22 16:20
with v7.2.14

New Developments srls (Italy)

Project summary

Geographical Site Lamatufara-Dolcecanto Italia	Situation Latitude 40.85 °N Longitude 16.36 °E Altitude 377 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Dolcecanto PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		Near Shadings Linear shadings
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt -0.7 ° Avg axis azim. 0.0 °	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated		
System information			
PV Array Nb. of modules 54656 units Pnom total 37.17 MWp	Inverters Nb. of units 14 units Pnom total 42.00 MWac Pnom ratio 0.885		
User's needs Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy	57 GWh/year	Specific production	1538 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.62 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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 V7.2.14

VC0, Simulation date:
16/05/22 16:20
with v7.2.14

New Developments srls (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	
Avg axis tilt	-0.7 °		
Avg axis azim.	0.0 °		
		Backtracking strategy	
		Nb. of trackers	984 units
		Sizes	
		Tracker Spacing	9.00 m
		Collector width	4.92 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	54.6 %
		Phi min / max.	-/+ 30.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 56.8 °
Models used			
Transposition	Perez		
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		
Horizon		Near Shadings	
Average Height	2.6 °	Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	SMA
Model	TSM-680DEG21C.20	Model	Sunny Central 3000-EV
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	680 Wp	Unit Nom. Power	3000 kWac
Number of PV modules	54656 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	37.17 MWp	Total power	42000 kWac
Modules	1952 Strings x 28 In series	Operating voltage	956-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.88
Pmpp	34.02 MWp		
U mpp	1029 V		
I mpp	33060 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	37166 kWp	Total power	42000 kWac
Total	54656 modules	Number of inverters	14 units
Module area	169781 m ²	Pnom ratio	0.88
Cell area	159082 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.27 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	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		IAM loss factor			
Loss Fraction	0.1 %	ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi -1)			
		bo Param.	0.05		



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
16/05/22 16:20
with v7.2.14

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 MV transfo

Inverter voltage 655 Vac tri
Loss Fraction 0.98 % at STC

Inverter: Sunny Central 3000-EV

Wire section (14 Inv.) Copper 14 x 3 x 2000 mm²
Average wires length 172 m

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 36 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 36549 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 36.55 kW
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.12 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC



Horizon definition

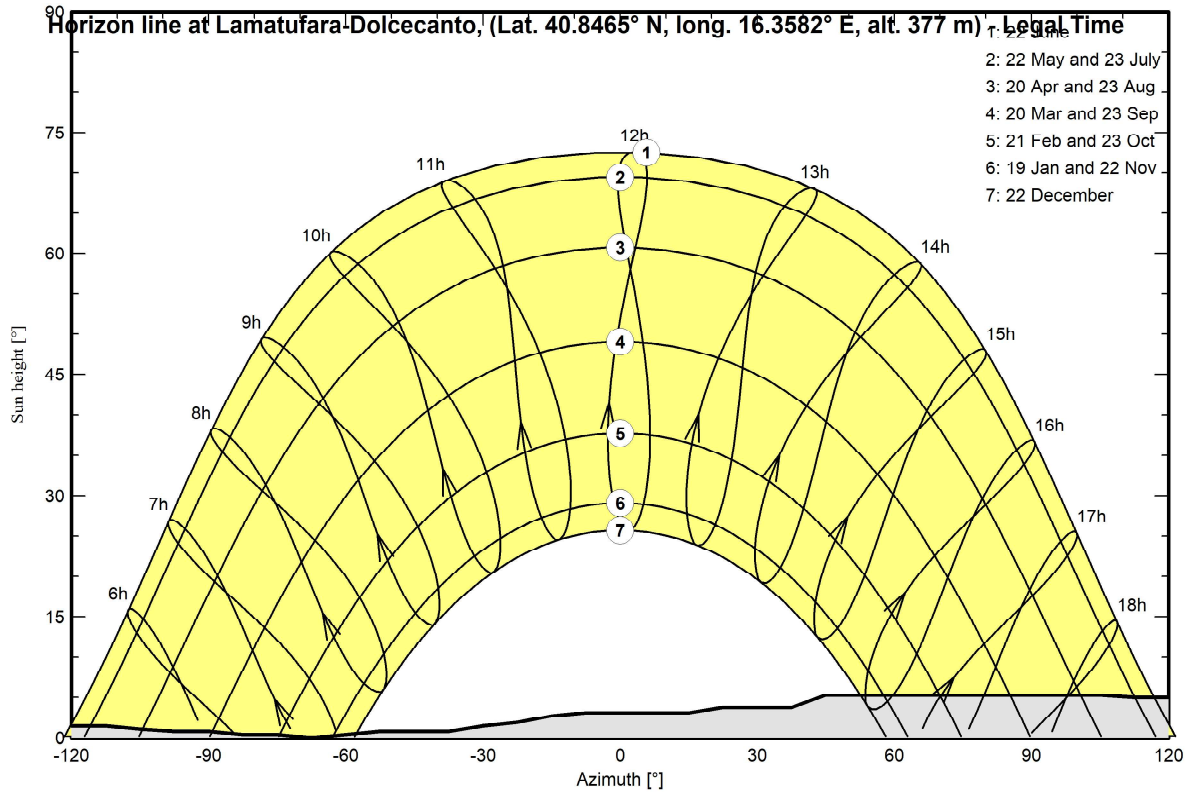
Horizon from PVGIS website API, Lat=40°50'47', Long=16°21'29', Alt=377m

Average Height	2.6 °	Albedo Factor	0.76
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

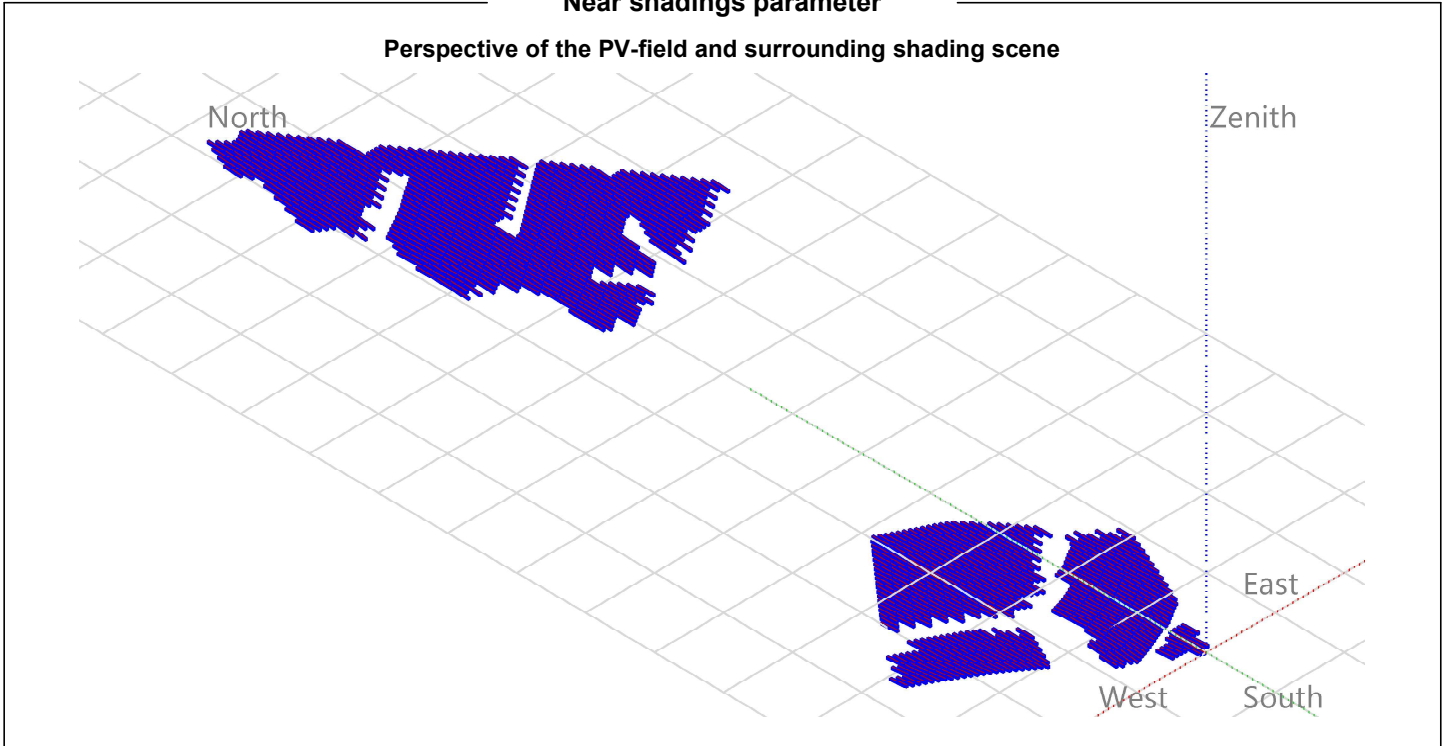
Azimuth [°]	-180	-158	-150	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68
Height [°]	1.9	1.9	1.5	1.5	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4	0.0
Azimuth [°]	-60	-53	-38	-30	-23	-15	-8	15	23	38
Height [°]	0.4	0.8	0.8	1.5	1.9	2.7	3.1	3.1	3.8	3.8
Azimuth [°]	45	105	113	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	5.3	5.3	5.0	5.0	0.8	0.8	1.5	1.5	1.9	1.9

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



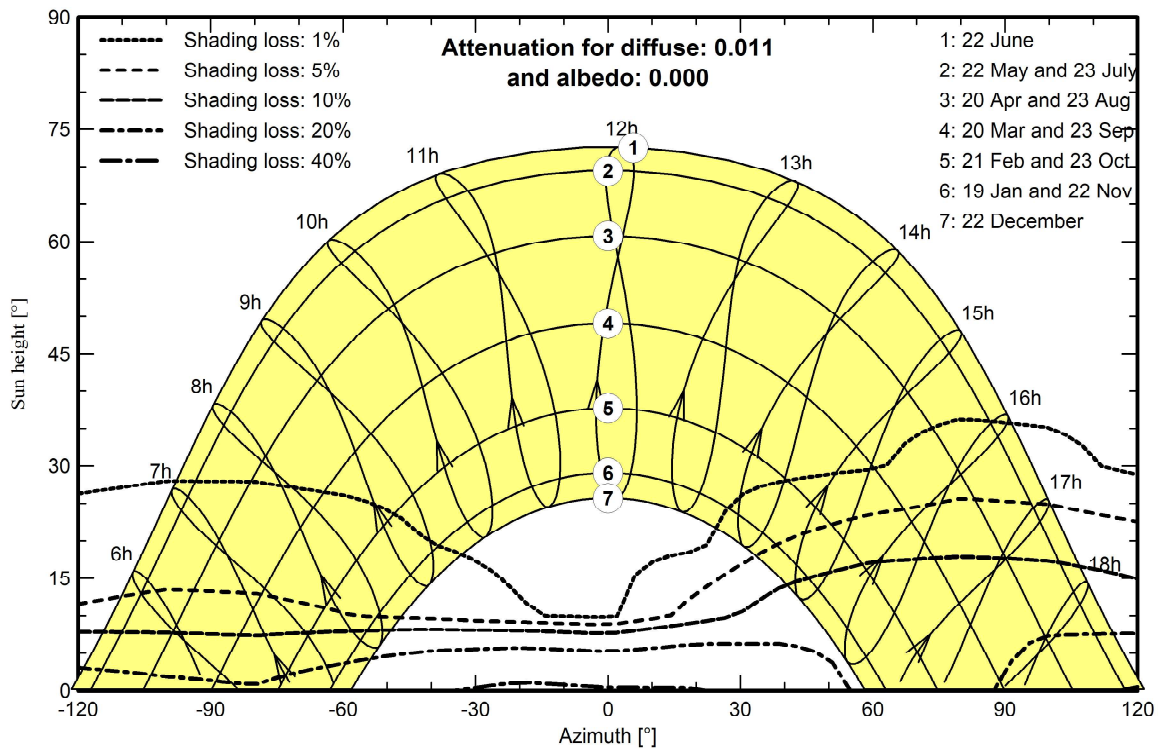


Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Main results

System Production

Produced Energy

57 GWh/year

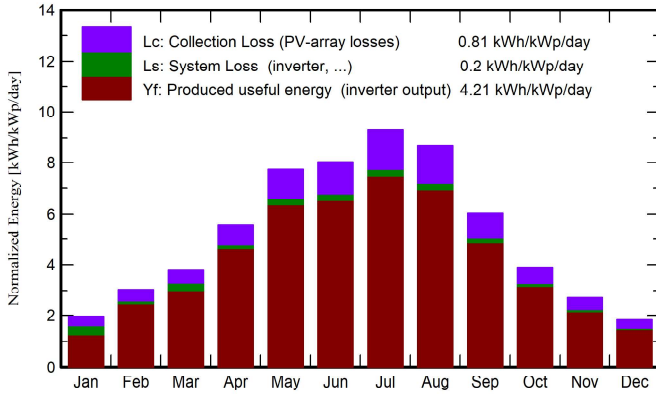
Specific production

1538 kWh/kWp/year

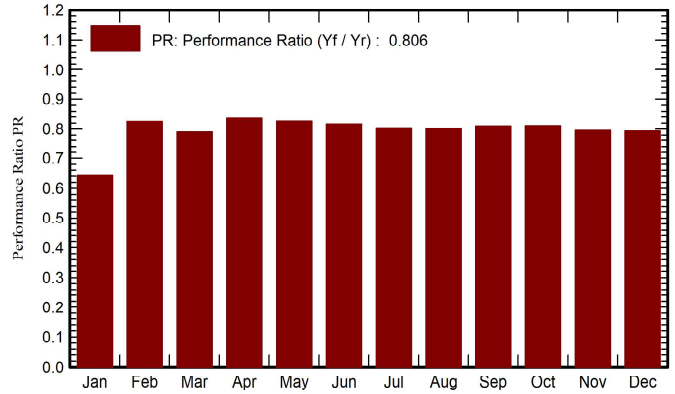
Performance Ratio PR

80.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

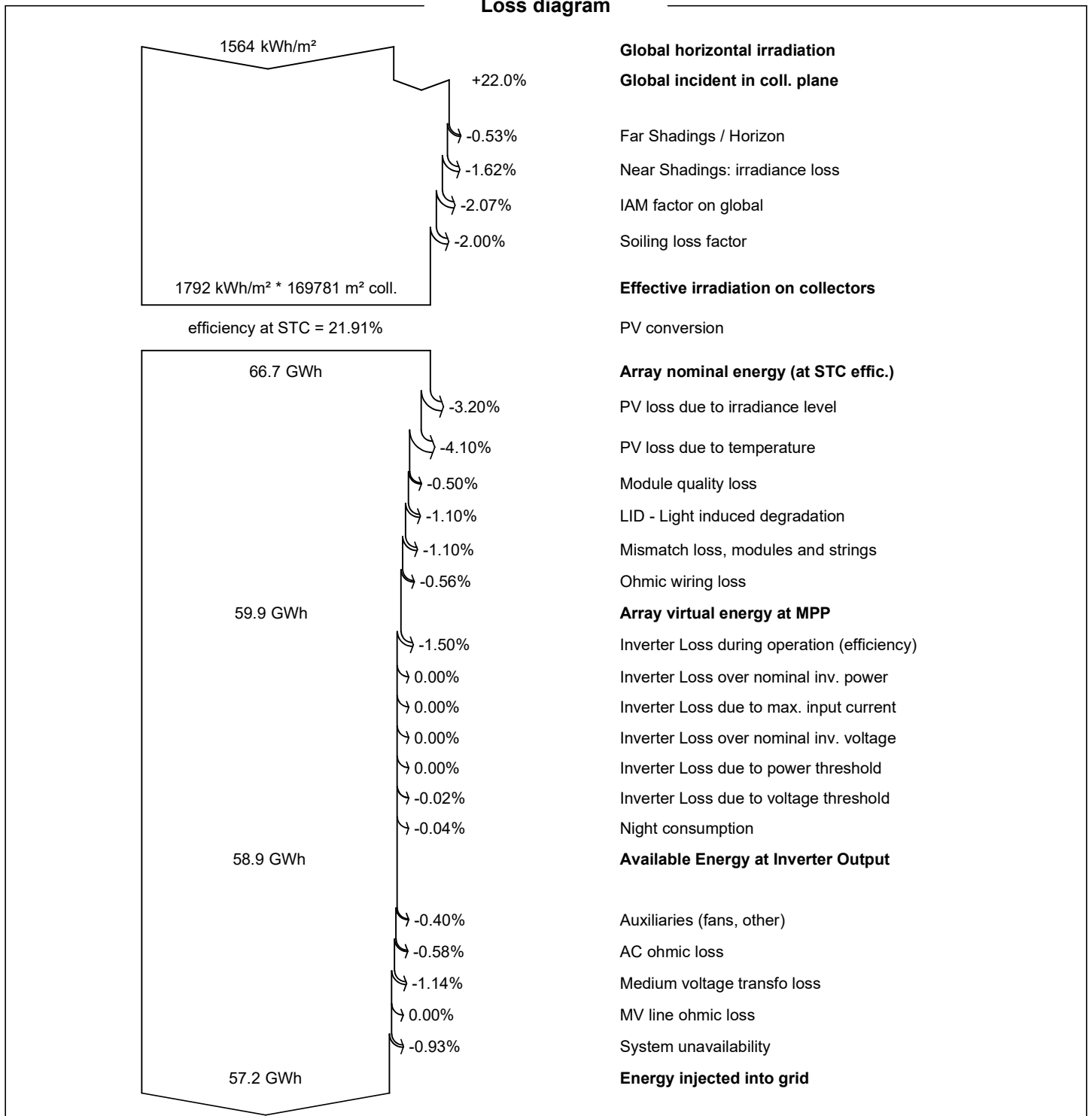
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	51.2	28.63	7.48	60.8	54.6	1.879	1.455	0.644
February	70.8	33.88	8.48	85.0	78.3	2.711	2.609	0.826
March	99.4	46.76	9.12	118.2	110.0	3.800	3.471	0.790
April	141.1	69.63	12.81	166.5	156.7	5.363	5.172	0.836
May	197.8	77.78	17.62	239.9	227.5	7.636	7.363	0.826
June	196.8	75.91	21.52	240.5	228.4	7.569	7.300	0.817
July	231.9	64.37	25.92	288.5	274.6	8.932	8.613	0.803
August	215.7	58.61	26.03	268.8	255.3	8.306	8.015	0.802
September	146.6	52.79	20.54	180.9	170.0	5.642	5.444	0.810
October	98.3	44.37	14.85	121.0	111.9	3.783	3.648	0.811
November	66.9	30.85	13.10	81.2	73.6	2.495	2.401	0.796
December	47.7	25.08	7.84	56.9	51.1	1.757	1.681	0.794
Year	1564.4	608.64	15.48	1908.1	1792.0	59.873	57.172	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



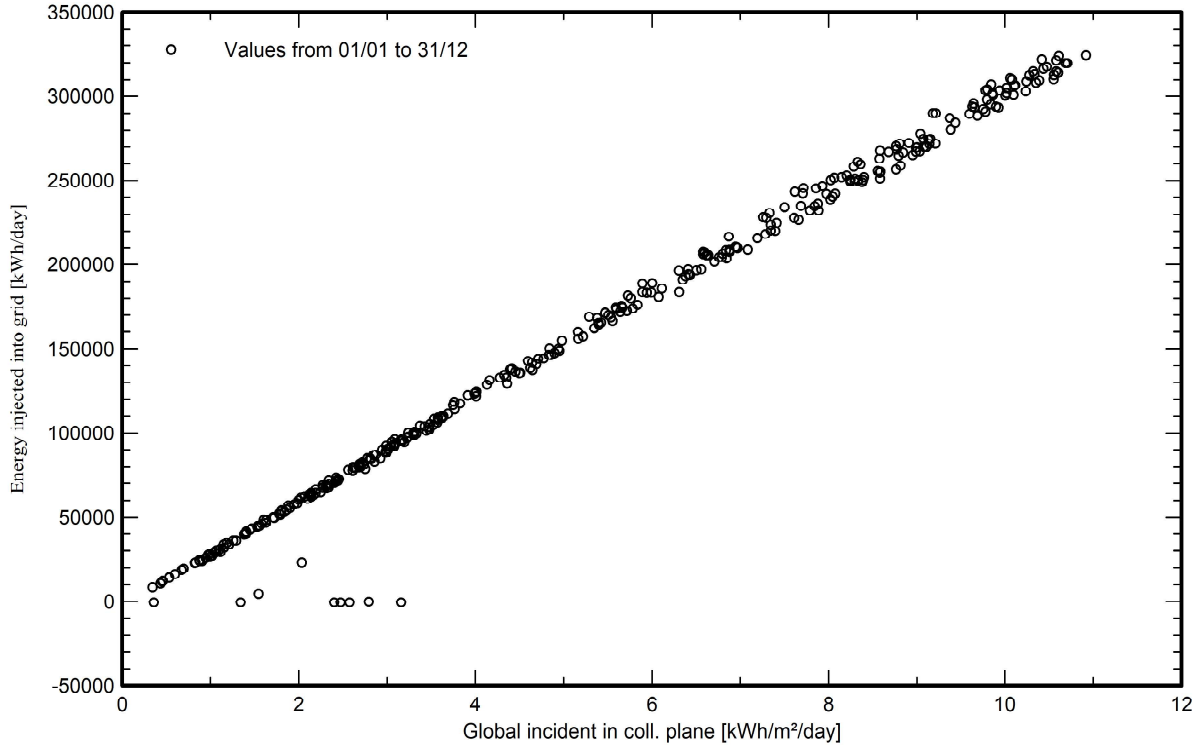
Loss diagram





Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



System Output Power Distribution

