



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE  
DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO  
DENOMINATO "TORREROSSA"  
DI POTENZA DI GENERAZIONE PARI A 31,9992 MW<sub>p</sub> POSIZIONATO A TERRA,  
SITO NELLA FRAZIONE DI TUTURANO NEL COMUNE DI BRINDISI (BR)

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA GENERALE E SIMULAZIONE PVSYSY

| Codice elaborato | Data      | Livello progettazione | Emesso           | Verificato       | Approvato        | REV. |
|------------------|-----------|-----------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| 00_PD_00         | LUG. 2023 | DEFINITIVO            | Fabio Rapicavoli | Fabio Rapicavoli | Fabio Rapicavoli | 00   |

Società Proponente:

Timbri e firme:

TORRE ROSSA SOCIETÀ AGRICOLA A  
RESPONSABILITÀ LIMITATA  
P.IVA E CF: 08508880724  
Strada Comunale Esterna 26 CAP 70022 Santa Teresa 13 (BA)  
Pec: torrerossaenergiasrl@pec.it

Progettazione:

Timbri e firme:



**E-PRIMA**

E-PRIMA S.R.L.  
Via Manganelli 20/G  
95030 Nicolosi (CT)  
tel:095914116 - cell:3339533392  
email:info@e-prima.eu

## INDICE GENERALE

|       |  |  |
|-------|--|--|
| 1     | Premessa.....  | 3  |
| 2     | Committente .....  | 3  |
| 3     | Localizzazione ed inquadramento catastale del sito di installazione..... | 3  |
| 4     | Descrizione sintetica dell’impianto agrovoltaiico .....                  | 5  |
| 5     | Connessione alla RTN .....   | 5  |
| 6     | Criteri adottati per le scelte progettuali .....                         | 5  |
| 7     | Normativa di riferimento .....   | 6  |
| 8     | Caratteristiche prestazionali dei materiali .....                        | 7  |
| 8.1   | Moduli fotovoltaici.....   | 7  |
| 8.2   | Inseguitori Monoassiali .....  | 9  |
| 8.3   | Conversione statica cc/ca – inverter di stringa .....                    | 9  |
| 8.4   | Cabine elettriche .....  | 12   |
| 8.4.1 | Cabine di trasformazione.....  | 12   |
| 8.4.2 | Cabina di raccolta .....   | 13   |
| 8.5   | protezione generale e protezione di interfaccia .....                    | 13   |
| 8.6   | Cavi elettrici .....   | 14   |
| 9     | impianto agrovoltaiico – caratteristiche di dettaglio.....               | 15   |
| 9.1   | potenza di picco .....   | 15   |
| 9.2   | potenza nominale.....  | 15   |
| 9.3   | Generatore in corrente continua .....                                    | 16   |
| 9.4   | Campi fotovoltaici .....   | <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b> |

---

|      |   |  |
|------|---|--|
| 9.5  | Definizione sottocampi.....                                     | 16   |
| 9.6  | Configurazione inverter.....                                    | 17   |
| 9.7  | Sezioni.....  | 18   |
| 9.8  | Trasformazione BT/MT.....                                       | 18   |
| 9.9  | SSE utente.....   | <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b> |
| 10   | Dimensionamento e producibilità.....                            | 18   |
| 10.1 | Effetto fotovoltaico.....                                       | 18   |
| 10.2 | Irraggiamento sul piano dei moduli.....                         | 20   |
| 10.3 | Perdite di sistema.....   | 21   |
| 10.4 | Producibilità.....  | 22   |
| 11   | Misure di protezione e sicurezza.....                           | 23   |
| 11.1 | Protezione dai contatti diretti.....                            | 23   |
| 11.2 | Protezione dai contatti indiretti.....                          | 23   |
| 11.3 | Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti.....      | 24   |
| 11.4 | Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento..... | 24   |
| 11.5 | impianto di messa a terra.....                                  | 24   |
| 12   | compatibilita' elettromagnetica (EMC).....                      | 24   |
| 13   | verifiche tecnico - funzionali (collaudo).....                  | 25   |

## 1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto agrovoltaico denominato "Torrerossa" di potenza di generazione pari a 31,9992MWp e potenza nominale pari a 31,54656 MW da installare nel comune di Brindisi (BR), frazione di Tutturano. Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

## 2 COMMITTENTE

**Società:** TORRE ROSSA SOCIETÀ AGRICOLA A RESPONSABILITÀ LIMITATA

**Sede legale:** Strada Comunale Esterna 26 CAP 70022 Santa Teresa 13 (BA)

**P.IVA** 08508880724

## 3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

**Sito di installazione:** Comune di Brindisi (BR), frazione di Tutturano.

**Coordinate geografiche:** Lat. 40°33'5.43"N, Long 17°57'59.23"E

**Quota altimetrica media:** 45 m s.l.m.

Sull'ortofoto seguente si riporta il poligono delle aree di progetto relativa all'impianto.



Figura 1 - Ortofoto con evidenza del poligono dell'area di progetto

L'area di progetto, la cui superficie è pari a circa 54ha, è caratterizzata da un andamento pianeggiante; parte incolta e in parte coltivata. Essa è censita all'interno del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Brindisi (BR), e ricade al foglio 163, nella fattispecie nelle particelle perimetrare dal poligono rosso nella figura sottostante:

Per maggiori approfondimenti circa le particelle catastali interessate dall'intervento si rimanda al piano particellare grafico e tabellare allegato.

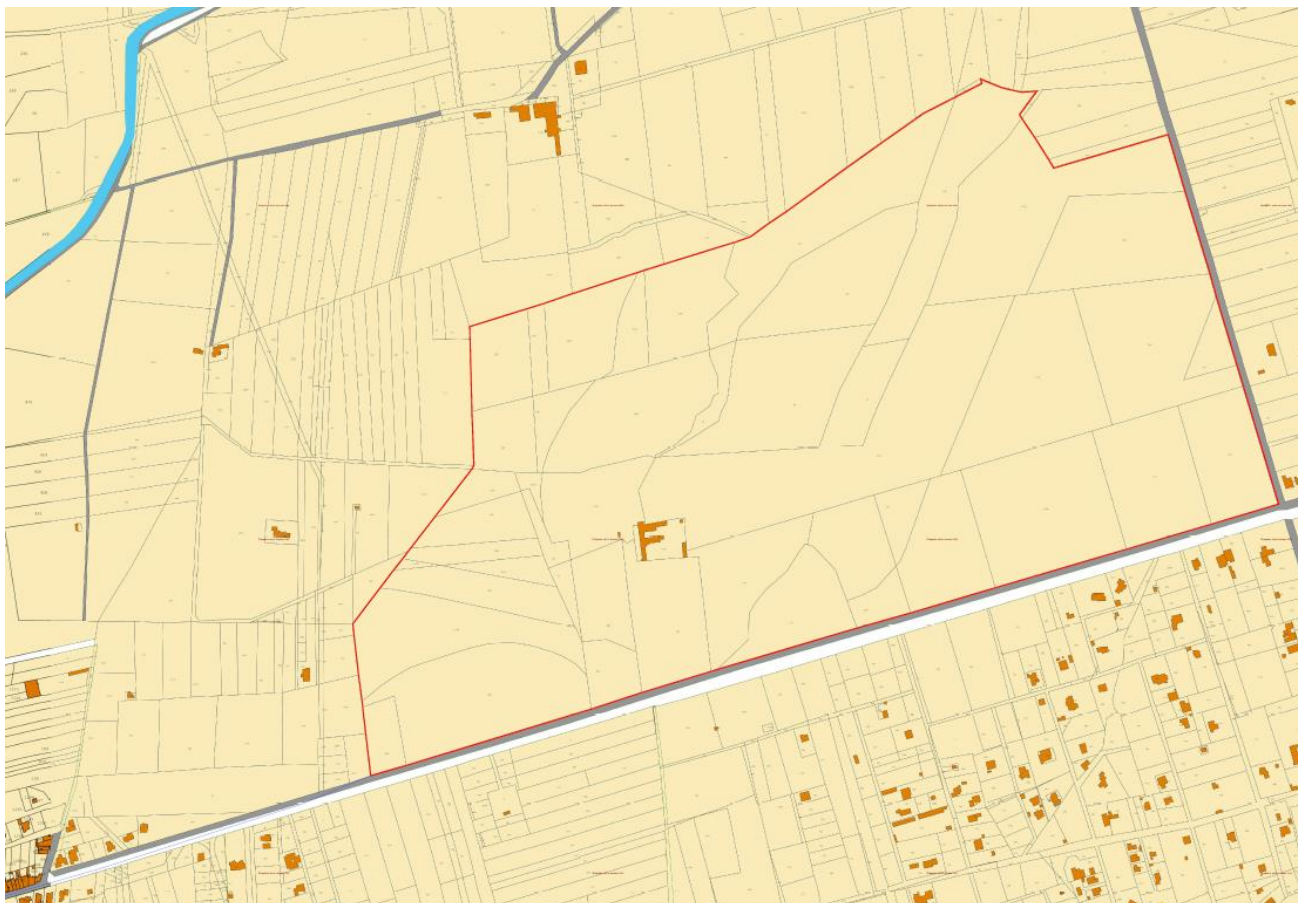


Figura 2-Inquadramento su base catastale area di impianto

## 4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

### Dati generali dell'impianto agrovoltaiico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 47.760MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: HiKu7 Mono PERC CS7N-670
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 670 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 31,9992MW<sub>p</sub>
- ✚ Inverter utilizzati: HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
- ✚ Numero di inverter: 106
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV)

### Tipologia di installazione:

L'impianto verrà realizzato utilizzando inseguitori monoassiali in configurazione 2P.

### Dati generali producibilità annua stimata:

- ✚ Potenza installata: 31,9992 MW<sub>p</sub>
- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico:
  - Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
- ✚ Rendimento energetico impianto stimato: 80,57 %
- ✚ Producibilità specifica, per il 10° anno: 1.693 kWh/KWp/anno
- ✚ Producibilità totale impianto, per il 10° anno: 54163 MWh/anno

## 5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica 201900183. Tale soluzione prevede la connessione in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud".

## 6 CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Il presente progetto definitivo nasce a valle di verifiche progettuali inerenti alla fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico.

I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatori vigenti.

In particolare, la progettazione è stata condotta conformemente alle disposizioni del D.M. 05/05/2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione

fotovoltaica solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. del 29/12/2003, n. 387" come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas.

## 7 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto agrovoltaiico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche si seguite elencate.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete e le delibere dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas, riportanti disposizioni applicative per la connessione ed esercizio di impianto fotovoltaici collegati alla rete elettrica pubblica.

Si precisa che l'elenco sotto riportato non è da intendersi esaustivo; ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili ove di pertinenza.

### ❖ Norme CEI:

- ✚ CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- ✚ CEI 64-8 parte 7, sezione 712: i sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- ✚ CEI 11-20;V1: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✚ CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) – caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- ✚ CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- ✚ CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- ✚ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- ✚ CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- ✚ CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini;
- ✚ CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✚ UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici; dati climatici;
- ✚ CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica – composizione, precisione e verifica;
- ✚ CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.);

## 8 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo dell'architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc.), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, ecc.).

Le scelte dei materiali impiegati, quindi, sono correlati a questo quadro normativo obbligatorio che può essere considerato "standardizzato", il quale di per sé garantisce un'elevata qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati.

### 8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici presenti oggi sul mercato possono essere distinti in:

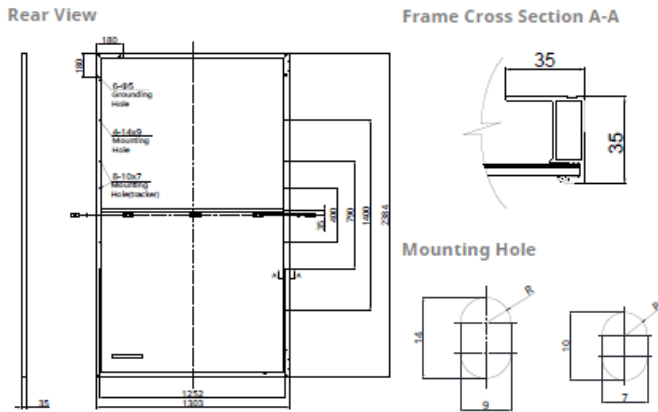
- ✚ Moduli in silicio policristallino;
- ✚ Moduli in silicio monocristallino;

Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello HiKu7 Mono PERC CS7N-670 del produttore Canadian Solar, con potenza massima pari a 670 Wp, tensione di circuito aperto pari a 45.8 V e corrente di cortocircuito pari a 18.55 A.

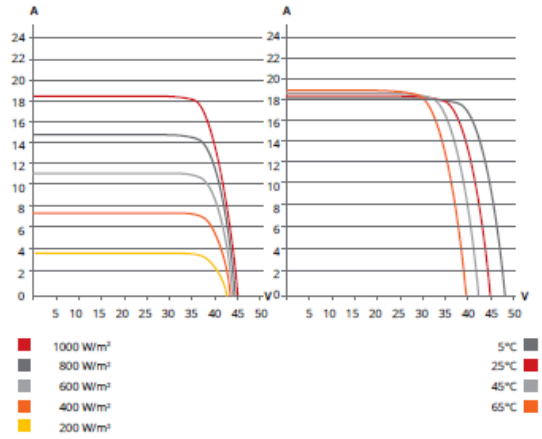
La superficie complessiva occupata dai 47.760 moduli fotovoltaici è 148.359 m<sup>2</sup>, pari al prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture. Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.



**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS7N-650MS / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

| CS7N                         | 645MS   | 650MS   | 655MS   | 660MS   | 665MS   | 670MS   | 675MS   |
|------------------------------|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax)    | 645 W   | 650 W   | 655 W   | 660 W   | 665 W   | 670 W   | 675 W   |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 37.7 V  | 37.9 V  | 38.1 V  | 38.3 V  | 38.5 V  | 38.7 V  | 38.9 V  |
| Opt. Operating Current (Imp) | 17.11 A   | 17.16 A | 17.20 A | 17.24 A | 17.28 A | 17.32 A | 17.36 A |
| Open Circuit Voltage (Voc)   | 44.8 V  | 45.0 V  | 45.2 V  | 45.4 V  | 45.6 V  | 45.8 V  | 46.0 V  |
| Short Circuit Current (Isc)  | 18.35 A   | 18.39 A | 18.43 A | 18.47 A | 18.51 A | 18.55 A | 18.59 A |
| Module Efficiency            | 20.8%   | 20.9%   | 21.1%   | 21.2%   | 21.4%   | 21.6%   | 21.7%   |
| Operating Temperature        | -40°C ~ +85°C   |         |         |         |         |         |         |
| Max. System Voltage          | 1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)  |         |         |         |         |         |         |
| Module Fire Performance      | TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730) |         |         |         |         |         |         |
| Max. Series Fuse Rating      | 30 A  |         |         |         |         |         |         |
| Application Classification   | Class A   |         |         |         |         |         |         |
| Power Tolerance              | 0 ~ + 10 W  |         |         |         |         |         |         |

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

| CS7N                         | 645MS   | 650MS   | 655MS   | 660MS   | 665MS   | 670MS   | 675MS   |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax)    | 484 W   | 487 W   | 491 W   | 495 W   | 499 W   | 502 W   | 506 W   |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 35.3 V  | 35.5 V  | 35.7 V  | 35.9 V  | 36.1 V  | 36.3 V  | 36.5 V  |
| Opt. Operating Current (Imp) | 13.72 A | 13.74 A | 13.76 A | 13.79 A | 13.83 A | 13.85 A | 13.88 A |
| Open Circuit Voltage (Voc)   | 42.3 V  | 42.5 V  | 42.7 V  | 42.9 V  | 43.1 V  | 43.3 V  | 43.5 V  |
| Short Circuit Current (Isc)  | 14.80 A | 14.83 A | 14.86 A | 14.89 A | 14.93 A | 14.96 A | 14.99 A |

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

| Specification                      | Data   |
|------------------------------------|--|
| Cell Type                          | Mono-crystalline   |
| Cell Arrangement                   | 132 [2 x (11 x 6)]   |
| Dimensions                         | 2384 x 1303 x 35 mm<br>(93.9 x 51.3 x 1.38 in)                   |
| Weight                             | 34.4 kg (75.8 lbs)   |
| Front Cover                        | 3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating               |
| Frame                              | Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced                      |
| J-Box                              | IP68, 3 bypass diodes  |
| Cable                              | 4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)   |
| Cable Length (Including Connector) | 410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length* |
| Connector                          | T6 or T4 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A                                |
| Per Pallet                         | 31 pieces  |
| Per Container (40' HQ)             | 558 pieces   |

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

| Specification                        | Data         |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax)       | -0.34 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc)        | -0.26 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc)        | 0.05 % / °C  |
| Nominal Module Operating Temperature | 41 ± 3°C     |

Figura 3 – caratteristiche tecniche, meccaniche e curve I-V

## 8.2 INSEGUITORI MONOASSIALI

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture denominate inseguitori monoassiali, ossia dei dispositivi che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far "inseguire" lo spostamento apparente del sole nel cielo.

Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Per il seguente progetto sono stati scelti degli inseguitori di rollio, i quali si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata.



Figura 3 - Inseguitori solari monoassiali

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto.

La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto da tali inseguitori si aggira intorno al 15%.

## 8.3 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI STRINGA

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 106 inverter del produttore "HUAWEI" modello "SUN2000-330KTL-H1" di potenza nominale lato alternata di 300 kW.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ✚ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- ✚ Ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;

- ✚ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8;
- ✚ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- ✚ Conformità marchio CE;
- ✚ Grado di protezione adeguato all'ubicazione per esterno (IP65);
- ✚ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- ✚ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV;
- ✚ Efficienza massima >90 % al 70% della potenza nominale;

| DATI COSTRUTTIVI DEGLI INVERTER TIPO        |                      |
|---|----------------------|
| Costruttore                                 | HUAWEI               |
| Sigla                                       | SUN2000-330KTL-H1-H3 |
| Numero di MPPT indipendenti                 | 6                    |
| Numero di ingressi                          | 4/5/5/4/5/5          |
| CARATTERISTICHE ELETTRICHE TIPO LATO DC     |                      |
| Massima corrente per MPPT                   | 65 A                 |
| Corrente massima di corto circuito per MPPT | 115 A                |
| Tensione massima                            | 1.500 V              |
| Range di tensione inseguitore               | 500 – 1.500 V        |
| CARATTERISTICHE ELETTRICHE LATO AC          |                      |
| Potenza nominale in uscita                  | 300 kW @40°C         |
| Tensione nominale di uscita                 | 800 V                |
| Corrente nominale in uscita                 | 216.6 A              |
| Corrente massima in uscita                  | 238.2 A              |
| Frequenza in uscita                         | 50 Hz                |
| Rendimento Massimo                          | 99.0 %               |
| Rendimento Europeo                          | 98,80 %              |

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

#### **Limiti in tensione**

- ✚ Tensione minima  $V_n$  a 70 °C maggiore di  $V_{mpp\ min}$ ;
- ✚ Tensione massima  $V_n$  a -10 °C inferiore a  $V_{mpp\ max}$ ;
- ✚ Tensione a vuoto  $V_o$  a -10 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V);

#### **Limiti in corrente**

- ✚ Corrente di corto circuito inferiore alla corrente massima inverter;

#### **Limiti in potenza**

- ✚ Dimensionamento in potenza compreso tra 80,64% e il 120,96%;

## 8.4 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 16 cabine di trasformazione disposte nel campo agrovoltaiico. Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 62106-202 o in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai trasformatori e dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

### 8.4.1 Cabine di trasformazione

Le cabine elettriche di trasformazione saranno così equipaggiate:

- ✚ 1 quadro BT per la protezione lato bassa tensione che include il sistema di protezione di interfaccia e il relativo DDI oltre che il rinalzo per la mancata apertura;
- ✚ 1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter;
- ✚ 1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 800V/30.000V per la connessione in media tensione;
- ✚ 1 quadro MT;

Le taglie dei trasformatori di ogni sottocampo sono mostrate nell'apposito paragrafo.

Le varie uscite degli inverter saranno collegate in parallelo all'interno di un quadro di parallelo BT (QPBT), installato presso ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione. Il quadro sarà conforme alla norma CEI EN 60439-1 per linee di potenza idoneo a contenere:

- ✚ il dispositivo di parallelo quadro, di tipo scatolato, con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento della linea in bassa tensione a valle del trasformatore BT/MT;
- ✚ la centralina termometrica del trasformatore BT/MT;

Sarà inoltre installato un quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (QSA) e un gruppo di continuità UPS. Il quadro dei servizi ausiliari conterrà i dispositivi di protezione e sezionamento

di tipo modulare per la protezione e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari (condizionatori, illuminazione, circuiti prese, circuiti ausiliari quadri elettrici, ecc...), nonché dell'UPS.

Il QPBT sarà costituito delle seguenti parti da valle a monte:

- ✚ Dispositivi del generatore fotovoltaico: sono gli interruttori del quadro che collegano il QPCA alle uscite degli inverter. Sono interruttori automatici con sganciatori magneto-termici che intervengono per guasto interno al sistema fotovoltaico. L'interruttore interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;

L'uscita del quadro QPBT sarà connessa tramite l'interruttore BT di alimentazione del QPCA al primario del trasformatore MT/BT.

Il trasformatore sarà trifase con gli avvolgimenti inglobati sotto vuoto in resina epossidica e con raffreddamento in aria naturale. Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

#### 8.4.2 Cabina di raccolta

Come già accennato, si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 35 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

#### 8.5 PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le uscite delle cabine di trasformazione confluiranno alle tre cabine di raccolta, contenente i quadri: si tratta di quadri contenenti le unità di arrivo/partenza e le protezioni delle linee/apparecchiature presenti sulla rete a 30 kV utente.

## 8.6 CAVI ELETTRICI

Saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- ✚ 1) cavo "solar" tipo H1Z2Z2-K, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- ✚ 2) cavo unipolare tipo FG16 0,6/1 kV o multipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrata e/o per condutture in esterno;
- ✚ 3) cavo unipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV o equivalente. Saranno utilizzati prevalentemente per i cablaggi all'interno dei quadri elettrici in bassa tensione e per realizzare le condutture elettriche in bassa tensione entro tubi in aria in interni;
- ✚ 4) cavo unipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- ✚ 5) cavi unipolari, per posa interrata, con Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, isolati con Mescola di gomma ad alto modulo G7, con schermo A filo di rame rosso sotto guaina in PVC, tipo RG7H1OR 26/45 kV per i collegamenti dei circuiti a 30 kV;

La scelta delle sezioni dei cavi va effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 2%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Particolare attenzione va riservata alla scelta delle sezioni dei cavi dei circuiti afferenti ai gruppi di misura dell'energia prodotta al fine di rendere trascurabili le perdite energetiche per effetto joule sugli stessi.

## 9 IMPIANTO AGROVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

### 9.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto agrovoltaiico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 31,9992 MWp ottenuta come il prodotto tra il numero di moduli installati e la potenza nominale di ciascun modulo. Ovvero:

- ✚ Il numero di moduli installati è pari a 47.760;
- ✚ La potenza nominale del modulo agrovoltaiico prescelto è pari a 670 Wp;
- ✚ La potenza di picco sarà pertanto pari a:  $(0,670 \times 47.760)/1000 = 31,9992\text{MWp}$

### 9.2 POTENZA NOMINALE

La potenza nominale è definita come la minore tra la potenza nominale totale degli inverter e la potenza di generazione installata. Per il progetto in esame sono previste due configurazioni per gli inverter:

- ✚ Configurazione "A" composta da N° 19 stringhe da 24 MF ( $P_p=305,52 \text{ kWp}$ ,  $P_{nom}=300\text{kW}$ ).
- ✚ Configurazione "B" composta da N° 18 stringhe da 24 MF ( $P_p=P_{nom}=289,44 \text{ kWp}$ ).

Si riporta, dunque, il calcolo della potenza nominale

- ✚ Il numero degli inverter in configurazione "A" è pari a 82;
- ✚ Il numero degli inverter in configurazione "B" è pari a 24;
- ✚ La potenza nominale dell'inverter prescelto è pari a 300 W;
- ✚ La potenza nominale totale degli inverter sarà pari a:  $[(300 \times 82)+(289,44 \times 24)]/1000 = 31,54656 \text{ MW}$
- ✚ La potenza di generazione installata è pari a 31,9992 MWp
- ✚ La potenza nominale sarà pertanto pari a 31,54656 MW



### 9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su n. 995 inseguitori monoassiali 2P (tracker) da 24 moduli fotovoltaici ciascuno, Posti in serie, per un totale di 47760 moduli.

Su ciascun tracker saranno installate n.1 stringa da 24 moduli per un totale di 1990 stringhe.

### 9.4 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

L'impianto è stato suddiviso in 21 sottocampi, in funzione delle potenze installate. Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle potenze per ogni sottocampo.

| Sottocampo | Stringhe da 24 per sottocampo[n.] | MF [n°] | Potenza picco [kWp] |
|------------|-----------------------------------|---------|---------------------|
| 1          | 113                               | 2712    | 1817.04             |
| 2          | 113                               | 2712    | 1817.04             |
| 3          | 113                               | 2712    | 1817.04             |
| 4          | 113                               | 2712    | 1817.04             |
| 5          | 113                               | 2712    | 1817.04             |
| 6          | 113                               | 2712    | 1817.04             |
| 7          | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 8          | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 9          | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 10         | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 11         | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 12         | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 13         | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 14         | 131                               | 3144    | 2106.48             |
| 15         | 132                               | 3168    | 2122.56             |
| 16         | 132                               | 3168    | 2122.56             |

## 9.5 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.106 inverter modello Huawei SUN2000-330KTL-H1-H3 di potenza attiva nominale lato alternata pari a 200 kW. Sono state previste tre tipologie di configurazione elettrica degli inverter, di seguito esplicitate:

- ✚ Configurazione "A" composta da N° 19 stringhe da 24 MF ( $P_p=305,52$  kWp,  $P_{nom}=300$  kW).
- ✚ Configurazione "B" composta da N° 18 stringhe da 24 MF ( $P_p=P_{nom}=289,44$  kWp).

In calce la configurazione di ciascun inverter e delle stringhe ad essi afferenti con la disposizione per ciascun sottocampo

| Sottocampo | Inverter in configurazione "A" [n.] | Inverter in configurazione "B" [n.] | Potenza Nominale [kW] |
|------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| 1          | 5                                   | 1                                   | 1789.44               |
| 2          | 5                                   | 1                                   | 1789.44               |
| 3          | 5                                   | 1                                   | 1789.44               |
| 4          | 5                                   | 1                                   | 1789.44               |
| 5          | 5                                   | 1                                   | 1789.44               |
| 6          | 5                                   | 1                                   | 1789.44               |
| 7          | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 8          | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 9          | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 10         | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 11         | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 12         | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 13         | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 14         | 5                                   | 2                                   | 2078.88               |
| 15         | 6                                   | 1                                   | 2089.44               |
| 16         | 6                                   | 1                                   | 2089.44               |

## 9.6 SEZIONI

Il parco agrovoltaiico sarà elettricamente ripartito in 2 sezioni, ciascuna delle quali afferisce a una cabina di raccolta. Nella tabella in calce la ripartizione dei sottocampi nelle varie sezioni:

| Sezione | Sottocampi | Potenza sottesa [kW] |
|---------|------------|----------------------|
| 1       | 1-8        | 14894.4              |
| 2       | 9-16       | 16652.16             |

## 9.7 TRASFORMAZIONE BT/MT

La tensione nominale d'uscita degli inverter Huawei SUN2000-330KTL-H1-H3, pari a 800 V, verrà innalzata a 30 kV all'interno delle cabine di trasformazione. Ogni cabina di trasformazione sarà in grado di gestire la potenza ad essa confluyente.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v., con dimensioni esterne 10 m x 2,500 m x 2,80 m. Nello specifico saranno realizzate n.21 cabine di trasformazione; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/30kV, di taglia pari a 2500 kVA.

## 10 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

### 10.1 EFFETTO FOTOVOLTAICO

Un impianto fotovoltaico è composto in larga parte da pannelli fotovoltaici, chiamati anche moduli fotovoltaici. Un pannello (o "modulo") non è nient'altro che una struttura in grado di catturare la luce solare e di trasformarla in corrente elettrica alternata che poi viene utilizzata per gli scopi più comuni, come, ad esempio, la luce che abbiamo nelle nostre case.

Gli impianti fotovoltaici si basano su un principio, storicamente e scientificamente conosciuto con il nome di effetto fotovoltaico, parola derivante dal greco che unisce i termini 'luce' e 'volt', l'unità di misura della tensione elettrica. Facciamo un breve *excursus*.

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia della radiazione solare in energia elettrica, con un'efficienza globale tra il 16% e il 22% per una singola cella fotovoltaica monocristallina.

Questi dispositivi sono fabbricati a partire da materiali semiconduttori, come il silicio (Si), l'arsenurio di gallio (GaAs) e il solfato di rame (Cu<sub>2</sub>S). In una cella fotovoltaica, i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune".

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra l'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di "tipo n", avendo un

eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di "tipo p", avendo un eccesso di lacune positive.

Questa struttura a 2 regioni, chiamata *giunzione p-n*, produce un campo elettrico interno.

Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della *giunzione p-n*, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo. Se tramite di fili si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico e una corrente elettrica scorre sul carico.



Figura 4 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino

Il silicio in forma cristallina è il materiale maggiormente utilizzato per la fabbricazione di celle fotovoltaiche, che tipicamente hanno dimensioni di 12 cm x 12 cm. Le celle vengono assemblate in modo da ottenere moduli fotovoltaici di circa mezzo metro quadrato di superficie (Vedi **Figura 6**).

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

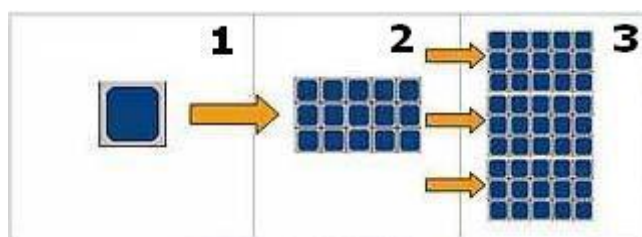


Figura 5 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

## 10.2 IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata utilizzando il database PVGIS.

PVGIS si basa sull'utilizzo di un database di radiazione solare ricavato da dati climatici normalizzati su base europea e disponibili all'interno dell'*European Solar Radiation Atlas*.

L'algoritmo del modello stima l'irradianza/irradiazione globale (con componenti diretta, diffusa e riflessa), in assenza e in presenza di fenomeni meteorologici reali (quali ad esempio pioggia, nebbia, nuvole, etc..) calcolata su superfici orizzontali o inclinate.

L'irradiazione giornaliera totale [ $W_h/m^2$ ] viene calcolata mediante l'integrazione dei valori dell'irradianza oraria durante l'arco della giornata. A tal fine, vengono estrapolati i dati storici dal database

Nella **Figura 8** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per il sito oggetto dell'Intervento sia relativamente all'installazione su inseguitori che su strutture fisse

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January   | 62.6                          | 32.29                         | 8.60        | 87.2                          | 82.6                          | 3367          | 3301          | 0.841       |
| February  | 81.3                          | 39.86                         | 8.68        | 112.5                         | 107.2                         | 4348          | 4265          | 0.842       |
| March     | 127.9                         | 52.57                         | 11.19       | 174.4                         | 167.2                         | 6644          | 6518          | 0.830       |
| April     | 162.0                         | 68.08                         | 13.70       | 215.5                         | 207.2                         | 8135          | 7981          | 0.823       |
| May       | 197.0                         | 73.68                         | 17.80       | 266.4                         | 256.3                         | 9824          | 9638          | 0.804       |
| June      | 199.4                         | 82.20                         | 22.16       | 267.9                         | 257.8                         | 9771          | 9588          | 0.795       |
| July      | 215.7                         | 73.74                         | 25.51       | 297.8                         | 287.0                         | 10660         | 10461         | 0.780       |
| August    | 191.1                         | 69.91                         | 25.88       | 261.2                         | 251.4                         | 9344          | 9170          | 0.780       |
| September | 147.5                         | 63.16                         | 22.22       | 203.9                         | 195.7                         | 7466          | 7327          | 0.798       |
| October   | 107.8                         | 49.10                         | 18.66       | 148.9                         | 142.1                         | 5551          | 5447          | 0.813       |
| November  | 69.8                          | 35.02                         | 13.86       | 96.0                          | 90.9                          | 3633          | 3562          | 0.824       |
| December  | 58.7                          | 28.22                         | 10.18       | 80.2                          | 75.7                          | 3074          | 3013          | 0.835       |
| Year      | 1620.8                        | 667.82                        | 16.59       | 2211.9                        | 2121.0                        | 81816         | 80271         | 0.806       |

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

Figura 8 - Bilancio di irraggiamento output PV-Syst

### 10.3 PERDITE DI SISTEMA

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, bisogna sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura, le quali è necessario considerare ai fini della produzione complessiva. Tali perdite possono essere riassunte nelle seguenti categorie:

- ✚ **Perdite per riflessione:** sono generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce di conseguenza la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita risulta in percentuale variabile tra 1 e 3 %;
- ✚ **Perdite per ombreggiamento:** sono prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica;
- ✚ **Perdite per sporcamento:** sono dovute ai depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore ai 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito in esame, tali perdite possono essere dell'ordine dell'1 %;
- ✚ **Riduzione di potenza:** è dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions" ovvero irraggiamento diretto pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, indice IAM pari a 1,5 e temperatura dei moduli pari a 25 °C). L'incremento della temperatura delle celle, che avviene durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo; nello specifico, la tensione delle celle decresce con l'aumentare della temperatura mentre non si registrano variazioni significative della corrente. Tali perdite variano tra il 4 e il 7 %;
- ✚ **Perdite di potenza dovute al "mismatching":** sono causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causato sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura e irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare tra il 2 e 3 %. Si evidenzia che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione, andando collegare i moduli in serie con caratteristiche similari, basandosi sul flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore;
- ✚ **Perdita di potenza lungo le tratte in CC:** sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- ✚ **Perdite per irraggiamento:** sono causate dalle ore di inattività dell'inverter originate da livelli di irraggiamento troppo bassi sul piano dei moduli; ciò avviene maggiormente durante le prime ore del

mattino, la sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa quando l'energia irradiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano tra il 2 e il 5 % in funzione anche della latitudine del sito.

## 10.4 PRODUCIBILITÀ

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante la simulazione con software PV-Syst

Nella **Figura 9** seguente è visibile il prospetto di sintesi della produzione prevista dall'impianto fotovoltaico, distinta per le due tipologie di installazione, calcolata mese per mese, per ogni kW di potenza installata derivante dalla simulazione eseguita dal software (Nell'Allegato alla presente relazione è visibile l'intero calcolo per entrambe le tipologie di installazione).

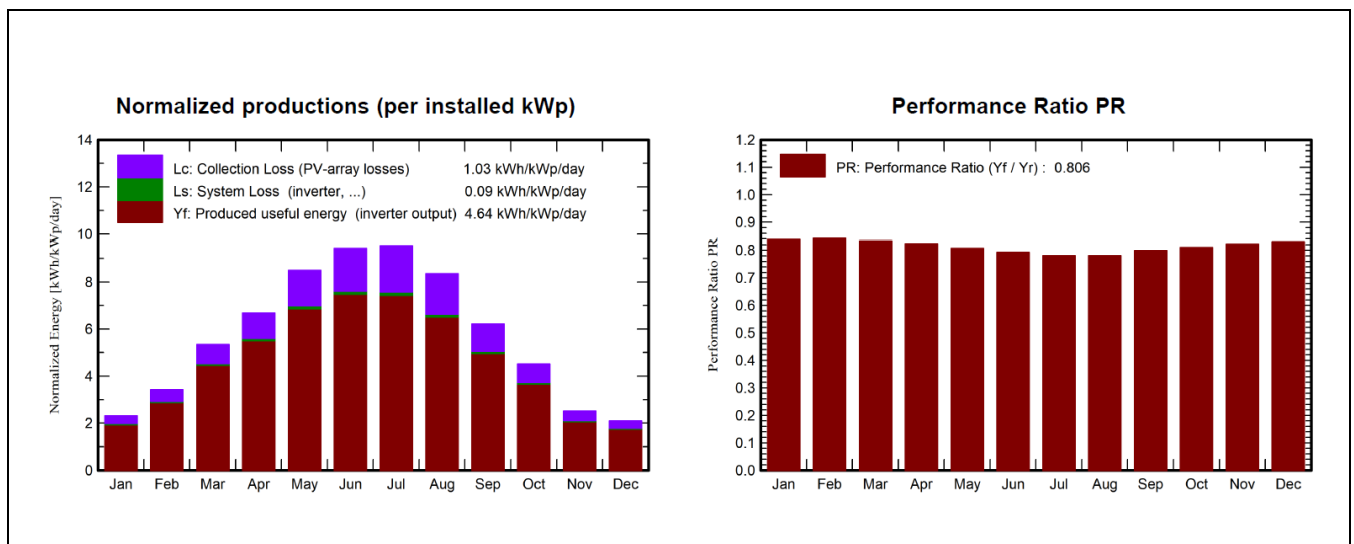


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst

Nella Tabella seguente è possibile prendere visione dei dati di Sintesi complessivi:

| DATI DI SINTESI                             |                 |
|---|-----------------|
| <b>Producibilità Impianto (1 anno):</b>     | 1693 kWh/kWP    |
| <b>PR (Performance Ratio):</b>              | 80,57 %         |
| <b>Producibilità complessiva (10 anno):</b> | 54,163 GWh/anno |

## 11 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

L'impianto in oggetto e tutte le parti che lo costituiscono sono progettati e realizzati in modo tale da assicurare, nelle condizioni che possono essere ragionevolmente previste, la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nonché garantire il loro corretto funzionamento per l'uso previsto.

Sono quindi adottate le seguenti misure di protezione:

- ✚ protezione relative ai contatti diretti e indiretti;
- ✚ protezione relativa alle sovracorrenti;
- ✚ protezione relativa alle sovratensioni.

Inoltre è opportunamente garantito il sezionamento del circuito ove necessario.

### 11.1 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti da contatti con parti ordinariamente in tensione è realizzata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante opportuno isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, termiche, elettriche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio e mediante l'utilizzo di involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova).

A tal fine saranno impiegati cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante e/o cavi a doppio isolamento; le connessioni verranno realizzate all'interno di apposite cassette con coperchio apribile esclusivamente mediante attrezzo.

### 11.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale è realizzata, sul lato a 400 Vac dell'impianto gestito come sistema TN-S, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione impiegando interruttori magnetotermici e, all'occorrenza differenziali, inoltre essa è coordinata con l'impianto di terra, in modo da soddisfare le condizioni prescritta della stessa Norma CEI 64-8.



### 11.3 PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Per quanto riguarda i circuiti di comando e segnalazione che collegano fra loro i vari quadri elettrici dell'impianto, verrà adottata una protezione combinata contro i pericoli derivanti dai contatti diretti con parti normalmente in tensione o indiretti con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante sistema a bassissima tensione di sicurezza (SELV) conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8.

### 11.4 PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACORRENTI E SEZIONAMENTO

La protezione delle linee dagli effetti delle è realizzata mediante dispositivi di interruzione (interruttori magnetotermici o fusibili) installati a monte di ciascuna condotta ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8, in relazione alle portate dei cavi come indicate dalle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

Per il sezionamento dei circuiti verranno impiegati dispositivi omnipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omnipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni.

### 11.5 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di messa a terra, per la protezione dai contatti indiretti coordinato con le caratteristiche di intervento degli interruttori automatici magnetotermici differenziali. L'impianto sarà inoltre dotato di maglia di terra e collegamenti equipotenziali per la connessione delle masse alla stessa.

La configurazione geometrica e il dimensionamento dei conduttori della maglia di terra sarà determinata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 11-37 e CEI 11-1 al fine di evitare che le tensioni di contatto e di passo superino i massimi valori ammissibili determinati in base ai valori della corrente di guasto e del tempo di eliminazione in media tensione.

## 12 COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA (EMC)

Ai fini della protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti, sono state effettuate le necessarie valutazioni dei livelli dell'induzione magnetica generati dall'impianto in oggetto.

Le suddette valutazioni, effettuate conformemente alle disposizioni della legge quadro del 22 febbraio 2001 n. 36 e del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, hanno condotto alla conclusione che le installazioni previste rispettano i limiti di legge con ampi margini di sicurezza e forniscono le necessarie garanzie sulla tutela della salute umana.

### 13 VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO)

Al termine dei lavori saranno effettuati tutte le verifiche tecnico–funzionali, in particolare:

- ✚ prova di continuità elettrica e connessione dei moduli;
- ✚ efficacia messa a terra di masse e scaricatori;
- ✚ misura resistenza di isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- ✚ prove di corretto funzionamento dell’impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione spegnimento, mancanza rete).

DATA

07/2023

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Torrerossa

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 32.00 MWp

Torre Rossa - Italia



# Project: Torrerosa

Variant: Nuova variante di simulazione

## PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

### Project summary

|   |   |  |
|---|---|--|
| <b>Geographical Site</b><br>Torre Rossa<br>Italia                       | <b>Situation</b><br>Latitude 40.55 °N<br>Longitude 17.97 °E<br>Altitude 40 m<br>Time zone UTC+1 | <b>Project settings</b><br>Albedo 0.20 |
| <b>Meteo data</b><br>Torre Rossa<br>Meteonorm 8.0, Sat=100% - Sintetico |   |  |

### System summary

|  |   |  |
|--|---|--|
| <b>Grid-Connected System</b><br>Simulation for year no 10                              | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |  |
| <b>PV Field Orientation</b><br>Tracking plane, horizontal N-S axis<br>Axis azimuth 0 ° | <b>Near Shadings</b><br>No Shadings     | <b>User's needs</b><br>Unlimited load (grid) |
| <b>System information</b>  |   |  |
| <b>PV Array</b>  |   | <b>Inverters</b>                             |
| Nb. of modules 47760 units   |   | Nb. of units 106 units                       |
| Pnom total 32.00 MWp   |   | Pnom total 31.80 MWac                        |
|  |   | Pnom ratio 1.006                             |

### Results summary

|                                |                                       |                        |
|--------------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| Produced Energy 54163 MWh/year | Specific production 1693 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR 80.57 % |
|--------------------------------|---------------------------------------|------------------------|

### Table of contents

|   |    |
|---|----|
| Project and results summary                                 | 2  |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3  |
| Horizon definition  | 8  |
| Main results  | 9  |
| Loss diagram  | 10 |
| Special graphs  | 11 |
| CO <sub>2</sub> Emission Balance                            | 12 |



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

General parameters

|                                     |       |   |                          |
|-------------------------------------|-------|---|--------------------------|
| <b>Grid-Connected System</b>        |       | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |                          |
| <b>PV Field Orientation</b>         |       |   |                          |
| <b>Orientation</b>                  |       | <b>Trackers configuration</b>           | <b>Models used</b>       |
| Tracking plane, horizontal N-S axis |       | No 3D scene defined                     | Transposition Perez      |
| Axis azimuth                        | 0 °   |   | Diffuse Perez, Meteonorm |
|                                     |       |   | Circumsolar separate     |
| <b>Horizon</b>                      |       | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>      |
| Average Height                      | 1.9 ° | No Shadings                             | Unlimited load (grid)    |

PV Array Characteristics

|                                  |                            |                                  |                     |
|----------------------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------------|
| <b>PV module</b>                 |                            | <b>Inverter</b>                  |                     |
| Manufacturer                     | Canadian Solar             | Manufacturer                     | Huawei Technologies |
| Model                            | HiKu7 Mono PERC 670        | Model                            | SUN2000-330KTL-H1   |
| (Custom parameters definition)   |                            | (Custom parameters definition)   |                     |
| Unit Nom. Power                  | 670 Wp                     | Unit Nom. Power                  | 300 kWac            |
| Number of PV modules             | 47760 units                | Number of inverters              | 106 units           |
| Nominal (STC)                    | 32.00 MWp                  | Total power                      | 31800 kWac          |
| <b>Array #1 - Sottocampo #1</b>  |                            | <b>Array #2 - Sottocampo #2</b>  |                     |
| Number of PV modules             | 2712 units                 | Number of inverters              | 6 units             |
| Nominal (STC)                    | 1817 kWp                   | Total power                      | 1800 kWac           |
| Modules                          | 113 Strings x 24 In series |                                  |                     |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | <b>At operating cond. (50°C)</b> |                     |
| Pmpp                             | 1653 kWp                   | Operating voltage                | 550-1500 V          |
| U mpp                            | 836 V                      | Pnom ratio (DC:AC)               | 1.01                |
| I mpp                            | 1978 A                     |                                  |                     |
| <b>Array #3 - Sottocampo #3</b>  |                            | <b>Array #4 - Sottocampo #4</b>  |                     |
| Number of PV modules             | 2712 units                 | Number of inverters              | 6 units             |
| Nominal (STC)                    | 1817 kWp                   | Total power                      | 1800 kWac           |
| Modules                          | 113 Strings x 24 In series |                                  |                     |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | <b>At operating cond. (50°C)</b> |                     |
| Pmpp                             | 1653 kWp                   | Operating voltage                | 550-1500 V          |
| U mpp                            | 836 V                      | Pnom ratio (DC:AC)               | 1.01                |
| I mpp                            | 1978 A                     |                                  |                     |



**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

**Array #5 - Sottocampo #5**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 2712 units                 | Number of inverters | 6 units    |
| Nominal (STC)                    | 1817 kWp                   | Total power         | 1800 kWac  |
| Modules                          | 113 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1653 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.01       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 1978 A                     |                     |            |

**Array #6 - Sottocampo #6**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 2712 units                 | Number of inverters | 6 units    |
| Nominal (STC)                    | 1817 kWp                   | Total power         | 1800 kWac  |
| Modules                          | 113 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1653 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.01       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 1978 A                     |                     |            |

**Array #7 - Sottocampo #7**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #8 - Sottocampo #8**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #9 - Sottocampo #9**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #10 - Sottocampo #10**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |



**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

**Array #11 - Sottocampo #11**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #12 - Sottocampo #12**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #13 - Sottocampo #13**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #14 - Sottocampo #14**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3144 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2106 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 131 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1917 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.00       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2293 A                     |                     |            |

**Array #15 - Sottocampo #15**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3168 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2123 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 132 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1931 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.01       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2311 A                     |                     |            |

**Array #16 - Sottocampo #16**

|                                  |                            |                     |            |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Number of PV modules             | 3168 units                 | Number of inverters | 7 units    |
| Nominal (STC)                    | 2123 kWp                   | Total power         | 2100 kWac  |
| Modules                          | 132 Strings x 24 In series |                     |            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                            | Operating voltage   | 550-1500 V |
| Pmpp                             | 1931 kWp                   | Pnom ratio (DC:AC)  | 1.01       |
| U mpp                            | 836 V                      |                     |            |
| I mpp                            | 2311 A                     |                     |            |



# Project: Torrerossa

Variant: Nuova variante di simulazione

## PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

### PV Array Characteristics

| Total PV power |                       | Total inverter power |            |
|----------------|-----------------------|----------------------|------------|
| Nominal (STC)  | 31999 kWp             | Total power          | 31800 kWac |
| Total          | 47760 modules         | Nb. of inverters     | 106 units  |
| Module area    | 148359 m <sup>2</sup> | Pnom ratio           | 1.01       |
| Cell area      | 87000 m <sup>2</sup>  |                      |            |





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**Module average degradation**

Year no 10  
Loss factor 0.4 %/year

**Mismatch due to degradation**

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

**IAM loss factor**

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

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

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 0.39 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Sottocampo #1**

Global array res. 6.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Sottocampo #2**

Global array res. 6.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - Sottocampo #3**

Global array res. 6.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - Sottocampo #4**

Global array res. 6.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #5 - Sottocampo #5**

Global array res. 6.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #6 - Sottocampo #6**

Global array res. 6.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #7 - Sottocampo #7**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #8 - Sottocampo #8**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #9 - Sottocampo #9**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #10 - Sottocampo #10**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #11 - Sottocampo #11**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #12 - Sottocampo #12**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #13 - Sottocampo #13**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #14 - Sottocampo #14**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #15 - Sottocampo #15**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #16 - Sottocampo #16**

Global array res. 5.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°45'12', Long=12°39'28', Alt=74m

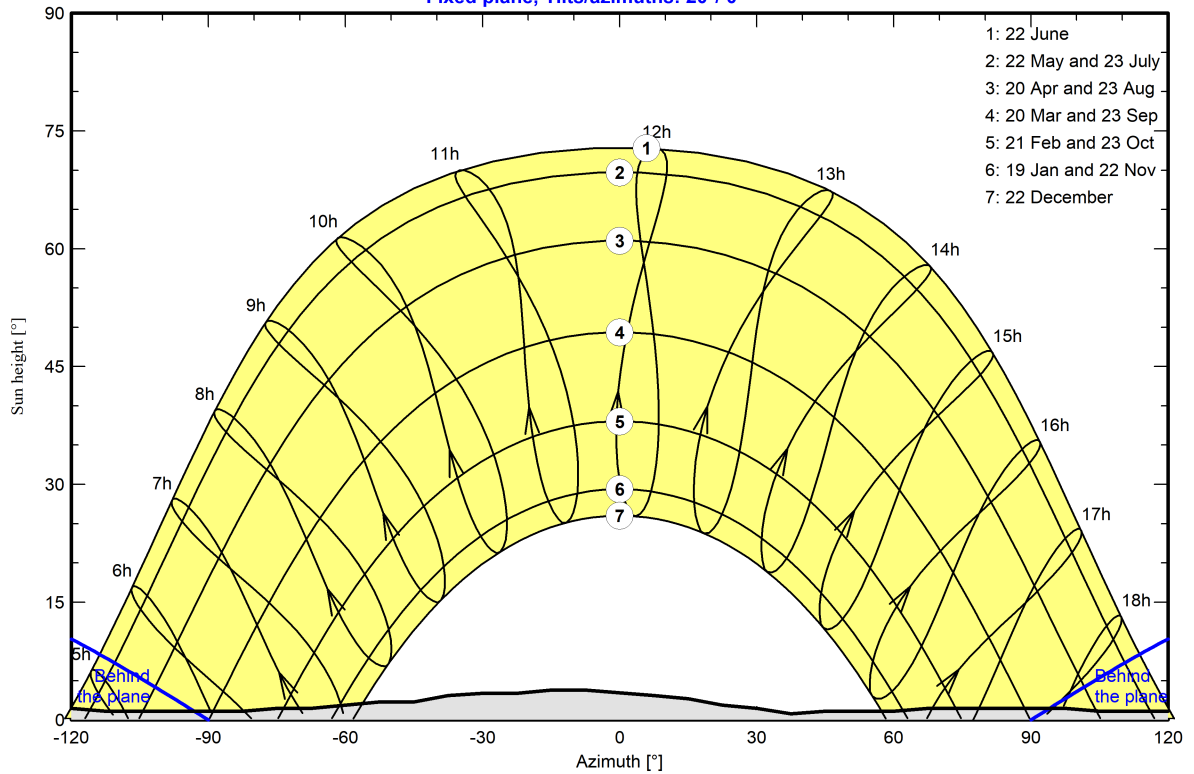
|                |       |                 |       |
|----------------|-------|-----------------|-------|
| Average Height | 1.9 ° | Albedo Factor   | 0.00  |
| Diffuse Factor | 1.00  | Albedo Fraction | 100 % |

Horizon profile

|             |      |      |      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Azimuth [°] | -180 | -173 | -165 | -135 | -128 | -120 | -113 | -83 | -75 | -68 | -60 | -53 |
| Height [°]  | 2.3  | 2.3  | 1.9  | 1.9  | 1.5  | 1.5  | 1.1  | 1.1 | 1.5 | 1.5 | 1.9 | 2.3 |
| Azimuth [°] | -45  | -38  | -30  | -23  | -15  | -8   | 8    | 15  | 23  | 30  | 38  | 45  |
| Height [°]  | 2.3  | 3.1  | 3.4  | 3.4  | 3.8  | 3.8  | 3.1  | 2.7 | 1.9 | 1.5 | 0.8 | 1.1 |
| Azimuth [°] | 60   | 68   | 98   | 105  | 128  | 135  | 143  | 165 | 173 | 180 |     |     |
| Height [°]  | 1.1  | 1.5  | 1.5  | 1.1  | 1.1  | 1.5  | 1.9  | 1.9 | 2.3 | 2.3 |     |     |

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

**Main results**

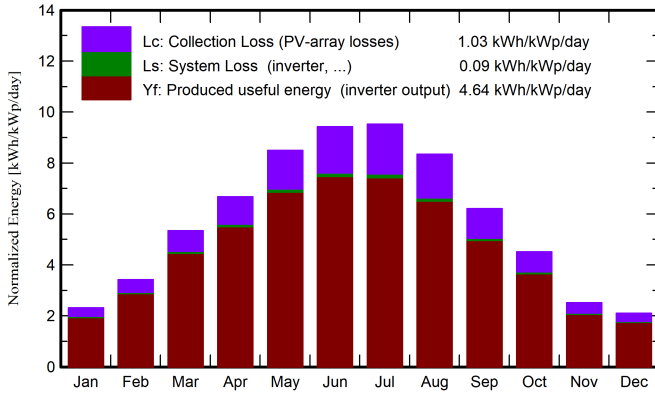
**System Production**

Produced Energy 54163 MWh/year

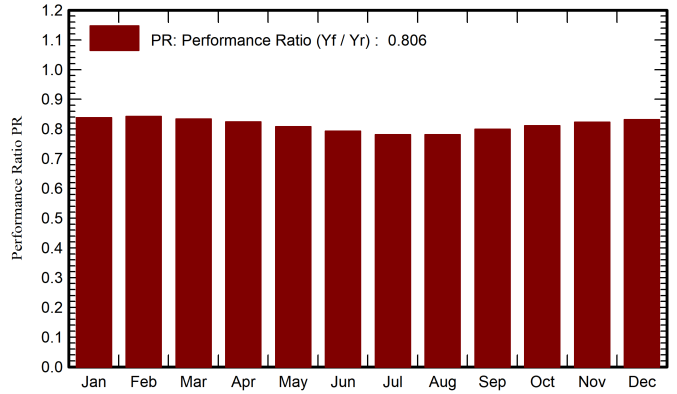
Specific production  
Performance Ratio PR

1693 kWh/kWp/year  
80.57 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January   | 52.8                          | 28.81                         | 9.41        | 71.9                          | 67.9                          | 1969          | 1929          | 0.838       |
| February  | 70.8                          | 38.44                         | 9.81        | 95.8                          | 91.1                          | 2632          | 2581          | 0.842       |
| March     | 122.7                         | 55.88                         | 12.28       | 165.8                         | 158.7                         | 4509          | 4424          | 0.834       |
| April     | 151.8                         | 73.11                         | 14.89       | 200.4                         | 192.2                         | 5383          | 5282          | 0.824       |
| May       | 196.4                         | 83.04                         | 19.27       | 263.3                         | 253.2                         | 6933          | 6804          | 0.807       |
| June      | 211.3                         | 85.42                         | 23.70       | 282.6                         | 272.1                         | 7309          | 7175          | 0.793       |
| July      | 215.0                         | 79.98                         | 27.03       | 295.3                         | 284.3                         | 7514          | 7375          | 0.781       |
| August    | 189.0                         | 70.28                         | 27.13       | 258.6                         | 249.0                         | 6585          | 6464          | 0.781       |
| September | 136.1                         | 59.69                         | 22.54       | 186.3                         | 178.7                         | 4857          | 4766          | 0.799       |
| October   | 98.1                          | 43.70                         | 18.75       | 140.0                         | 133.6                         | 3706          | 3635          | 0.811       |
| November  | 56.1                          | 33.86                         | 14.55       | 75.5                          | 71.3                          | 2030          | 1989          | 0.823       |
| December  | 45.3                          | 23.04                         | 10.92       | 65.3                          | 61.4                          | 1776          | 1739          | 0.832       |
| Year      | 1545.5                        | 675.24                        | 17.57       | 2100.9                        | 2013.4                        | 55202         | 54163         | 0.806       |

**Legends**

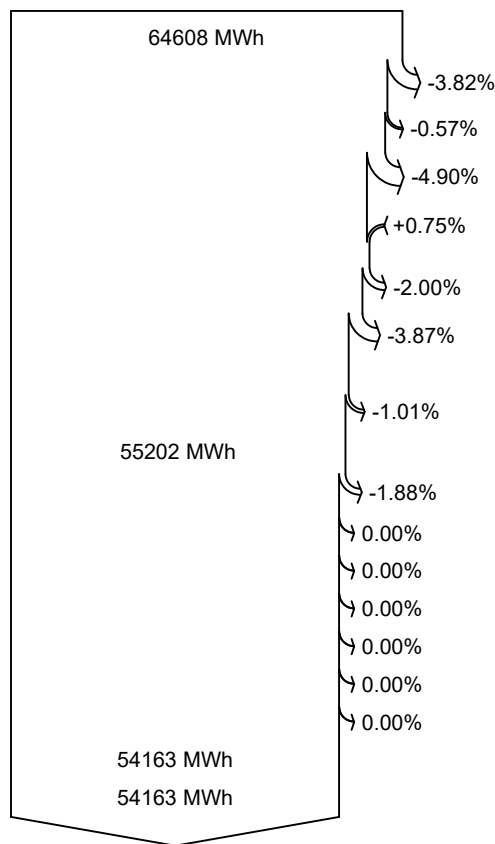
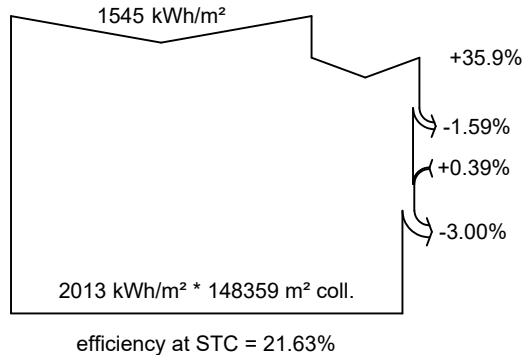
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Far Shadings / Horizon
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- Module Degradation Loss ( for year #10)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Mismatch loss, modules and strings  
(including 1.8% for degradation dispersion)
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- Energy injected into grid**

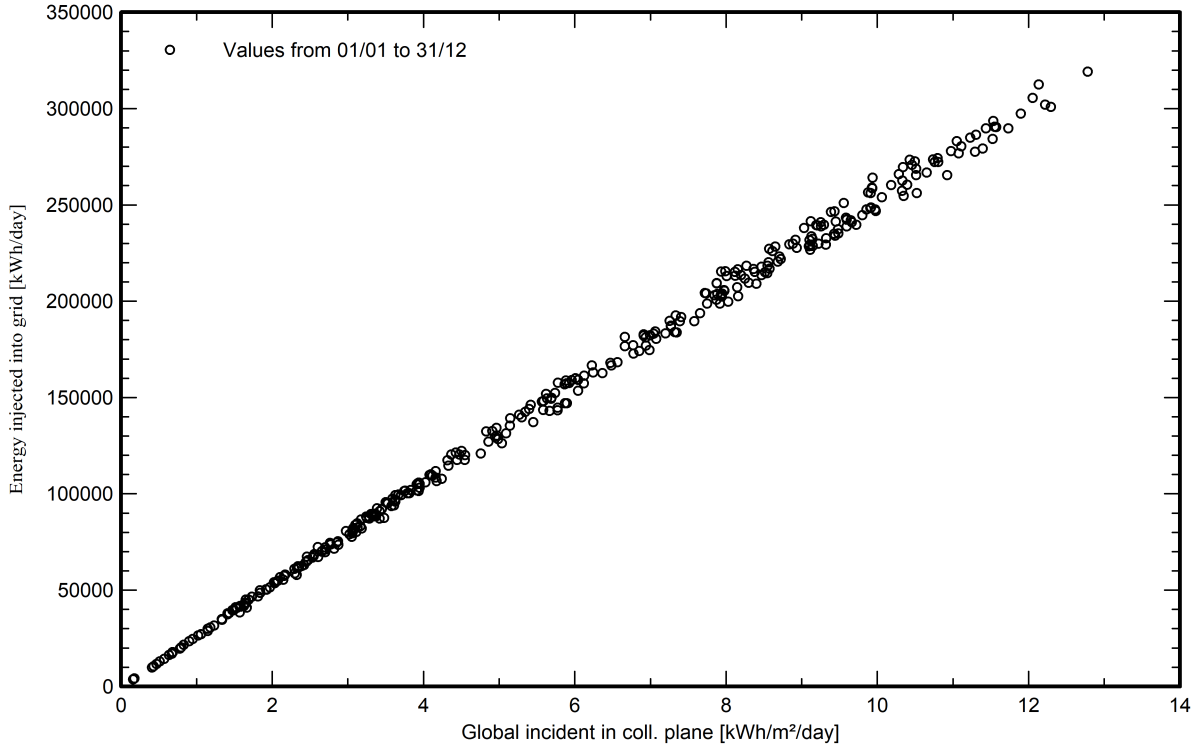


**PVsyst V7.2.8**

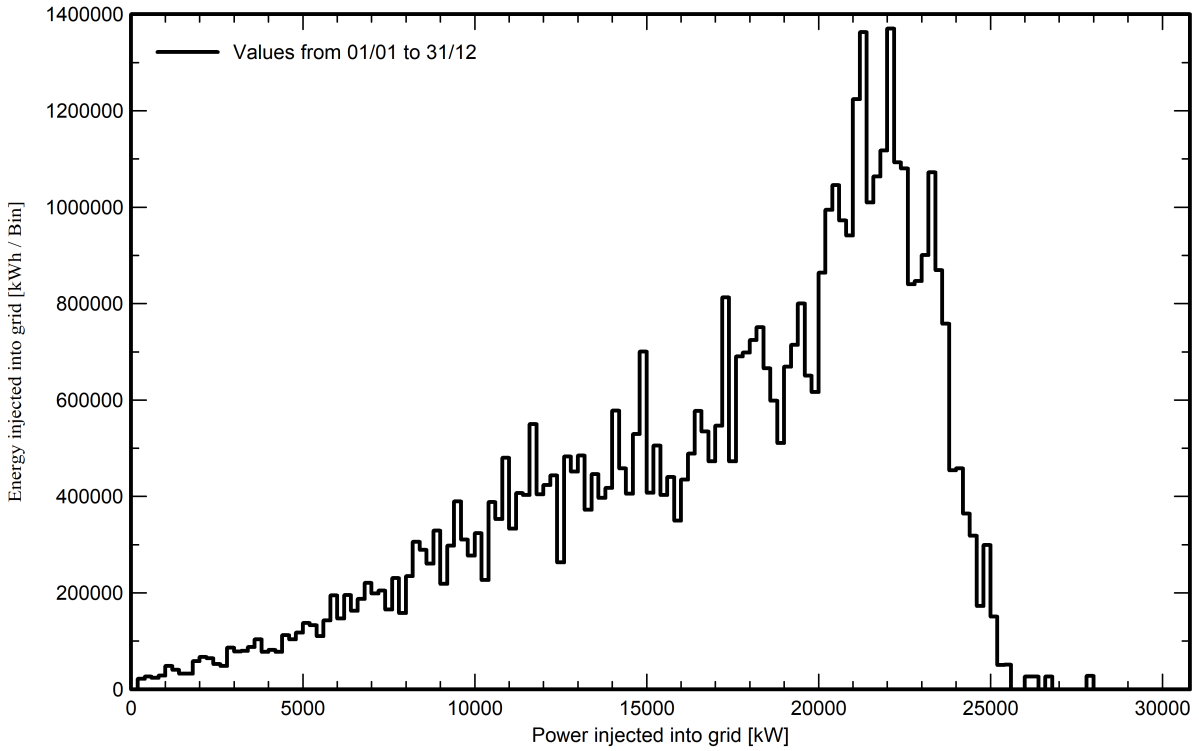
VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

**Special graphs**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
01/07/23 19:17  
with v7.2.8

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

Total: 509720.8 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 86652.14 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 687330.6 tCO<sub>2</sub>

System production: 54163.16 MWh/yr

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

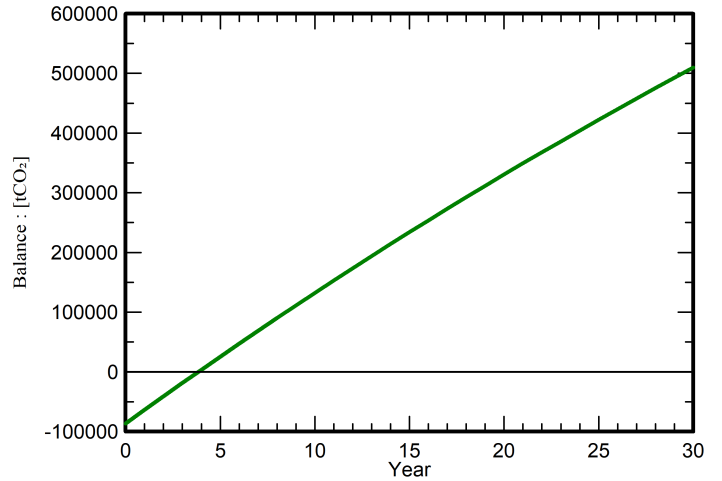
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

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



**System Lifecycle Emissions Details**

| Item      | LCE                          | Quantity   | Subtotal             |
|-----------|------------------------------|------------|----------------------|
|           |                              |            | [kgCO <sub>2</sub> ] |
| Modules   | 1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp  | 45024 kWp  | 77113505             |
| Supports  | 2.82 kgCO <sub>2</sub> /kg   | 3360000 kg | 9479938              |
| Inverters | 280 kgCO <sub>2</sub> /units | 210 units  | 58699                |