



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
AGROVOLTAICO DENOMINATO "PORTIERE STELLA"
DI POTENZA DI GENERAZIONE PARI A 27,0144 MW_p
POSIZIONATO A TERRA, SITO IN CONTRADA PORTIERE STELLA
COMUNE DI PATERNO' (CT)

Codice elaborato	Data	Livello progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
15-PD.15	FEB. 2024	DEFINITIVO				00

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA GENERALE E ANALISI

PRODUCIBILITA'

TAVOLA: 1/1

Società Proponente:

Timbri e firme:

CHUB 2 SRL
VIA TRENTO, 17
95030 NICOLOSI (CT)

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

ORIENTAMENTO

SCALA METRICA



INDICE GENERALE

1	Premessa.....	3
2	Committente	3
3	Localizzazione ed inquadramento catastale del sito di installazione.....	3
4	Descrizione sintetica dell’impianto agrovoltaiico	4
5	Connessione alla RTN	4
6	Criteri adottati per le scelte progettuali	5
7	Normativa di riferimento	5
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali	6
8.1	Moduli fotovoltaici.....	6
8.2	Inseguitori Monoassiali	8
8.3	Conversione statica cc/ca – inverter di stringa	8
8.4	Cabine elettriche	11
8.4.1	Cabine di trasformazione.....	11
8.4.2	Cabina di raccolta	12
8.5	protezione generale e protezione di interfaccia	12
8.6	Cavi elettrici	13
9	impianto agrovoltaiico – caratteristiche di dettaglio.....	14
9.1	potenza di picco	14
9.2	potenza nominale.....	14
9.3	Generatore in corrente continua	14
9.4	Definizione sottocampi.....	15

9.5	Configurazione inverter.....	15
9.6	TRASFORMATORI	16
10	Dimensionamento e producibilità.....	17
10.1	Effetto fotovoltaico.....	17
10.2	Irraggiamento sul piano dei moduli.....	18
10.3	Perdite di sistema.....	19
10.4	Producibilità	21
11	Misure di protezione e sicurezza	22
11.1	Protezione dai contatti diretti.....	22
11.2	Protezione dai contatti indiretti.....	22
11.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti.....	22
11.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	23
11.5	impianto di messa a terra	23
12	compatibilita' elettromagnetica (EMC).....	23
13	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	24
14	RICADUTE SOCIALI	24
15	RICADUTE OCCUPAZIONALI.....	25

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto agrovoltaico denominato "Portiere Stella" di potenza di generazione pari a 27,0144 MWp e nominale pari a 24,00 MW, da installare nel comune di Paternò (CT). Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: CHUB 2 S.R.L.

Sede legale: Via Trento 17, 95030 Nicolosi (CT)

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: Comune di Paternò (CT).

Coordinate geografiche:

- **Lotto Ovest:** Latitudine 37°30'45.58"N, Longitudine 14°50'22.89"E;
- **Lotto Est:** Latitudine 37°30'33.85"N, Longitudine 14°51'11.76"E.

Quota altimetrica media: 102 m s.l.m

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



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

L'area di progetto, la cui superficie è pari a circa 81 ha 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 Paternò (CT).

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

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

Dati generali dell'impianto agrovoltaiico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 40.320 MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: CSI Solar BiHiKu7 da 670 W
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 670 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 27,0144MW_p
- ✚ Inverter utilizzati: Inverter Huawei SUN2000 215KTL
- ✚ Numero di inverter: 120
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV)

Tipologia di installazione:

L'impianto verrà realizzato utilizzando inseguitori monoassiali. Si può pertanto definire la tipologia di installazione come di seguito.

- ✚ Impianto a terra con:
 - inseguitori solari mono-assiali in configurazione 1P da 28 MF

Dati generali producibilità annua stimata:

- ✚ Potenza installata: 27,0144 MW_p
- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
- ✚ Rendimento energetico impianto stimato: 71.81 %
- ✚ Producibilità specifica, per il 10° anno: 1803 kWh/KW_p/anno
- ✚ Producibilità totale impianto, per il 10° anno: 48,709 GWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica 202000643. Tale soluzione prevede la connessione in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Paternò, previo ampliamento della stessa.

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 120305 (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 120053-21 (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

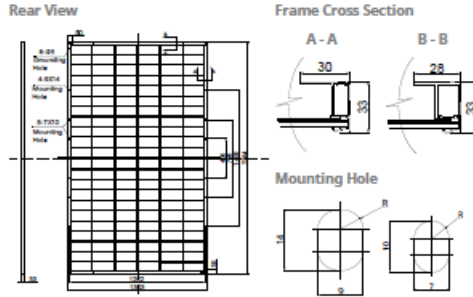
I moduli fotovoltaici presenti oggi sul mercato possono essere distinti in:

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

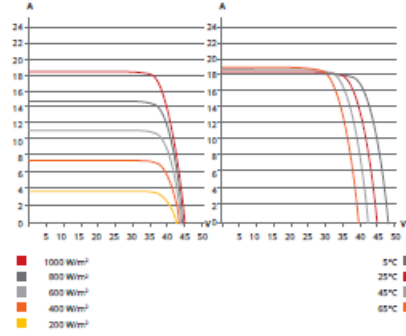
Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello BIHIKU7 CS7N-670MB del produttore Canadian Solar, con potenza massima pari a 670 Wp, tensione di circuito aperto pari a 45,8 V e corrente di cortocircuito pari a 17,32 A.

La superficie complessiva occupata dai 40.320 moduli fotovoltaici è 125.248 m², 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-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{rear} / Pmax_{total}, both Pmax_{rear} and Pmax_{total} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 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 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length ²
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* 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 2 – 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.

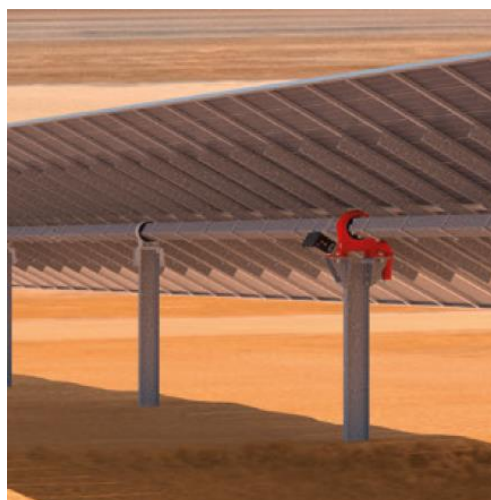


Figura 3 - Inseguitori solari monoassiali

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'analogha 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. 120 inverter del produttore “HUAWEI” modello “SUN2000-215KTL” di potenza nominale lato alternata di 200 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	SUN2000-215KTL
Numero di MPPT indipendenti	3
Numero di ingressi	4/5/5
CARATTERISTICHE ELETTRICHE TIPO LATO DC	
Massima corrente per MPPT	100 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	200 kW @40°C
Tensione nominale di uscita	800 V
Corrente nominale in uscita	144.4 A
Corrente massima in uscita	155.2 A
Frequenza in uscita	50 Hz

Rendimento Massimo	99,00 %
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 $V_{mpp \text{ min}}$;
- ✚ Tensione massima V_n a -10 °C inferiore a $V_{mpp \text{ max}}$;
- ✚ 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. 14 cabine di trasformazione disposte nel campo agrovoltaiico. Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco o in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 120120-202 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 ricalzo 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 a pannelli prefabbricati 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. 50 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 alla cabina 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 ARE4R 0,6/1 kV o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrato 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) Cavo unipolare con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) a spessore ridotto, schermo a nastro di alluminio, guaina in polietilene (PE). Cavo dotato di barriera radiale e longitudinale all'acqua. Tipo ARE4H5E 18/30kV 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 agrovoltaico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 27,0144 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 40.320;
- ✚ La potenza nominale del modulo agrovoltaico prescelto è pari a 670 Wp;
- ✚ La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,670 \times 40.320)/1000 = 27,0144 \text{ MWp}$

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.

- ✚ Il numero degli inverter installati è pari a 120;
- ✚ La potenza nominale dell'inverter prescelto è pari a 200 W;
- ✚ La potenza nominale totale in uscita degli inverter sarà pari a: 24,00 MW
- ✚ La potenza di generazione installata è pari a 27,0144 MWp
- ✚ La potenza nominale sarà pertanto pari a 24,00 MW

9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su:

- ✚ n. 1440 inseguitori monoassiali (tracker) da 28 moduli fotovoltaici ciascuno;

Posti in serie, per un totale di 40.320 moduli.

L'impianto sarà pertanto composto complessivamente da 1440 stringhe.

Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	pot installata [kWp]
Tracker da 28 MF	1440	40320	27014,4

9.4 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

L'impianto è stato suddiviso in 14 sottocampi, in funzione delle potenze installate. Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle potenze per ogni sottocampo.

Sottocampo	Stringhe da 28 per sottocampo[n.]	MF [n°]	Potenza picco [kWp]
1	106	2968	1988,56
2	108	3024	2026,08
3	56	1568	1050,56
4	112	3136	2101,12
5	116	3248	2176,16
6	103	2884	1932,28
7	105	2940	1969,8
8	110	3080	2063,6
9	87	2436	1632,12
10	107	2996	2007,32
11	106	2968	1988,56
12	110	3080	2063,6
13	108	3024	2026,08
14	106	2968	1988,56

9.5 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.120 inverter modello Huawei SUN2000-215KTL di potenza attiva nominale lato alternata pari a 200 kW. Sono state previste due tipologie di configurazione elettrica degli inverter, di seguito esplicitate:

- ✚ Configurazione composta da N° 14 stringhe da 28 MF (262,64 kWp).
- ✚ Configurazione composta da N° 13 stringhe da 28 MF (243,88 kWp).
- ✚ Configurazione composta da N° 12 stringhe da 28 MF (225,12 kWp).
- ✚ Configurazione composta da N° 11 stringhe da 28 MF (206,36 kWp).

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

Sottocampo	Inverter 11 Stringhe 28 MF (206,36 kW)	Inverter 12 Stringhe 28 MF (225,12 kW)	Inverter 13 Stringhe 28 MF (243,88 kW)	Inverter 14 Stringhe 28 MF (262,64 kW)	PNOM sottocampo (kW)
1	2	7	0	0	1800
2	0	9	0	0	1800
3	4	1	0	0	1000
4	0	5	4	0	1800
5	4	6	0	0	2000
6	5	4	0	0	1800
7	3	6	0	0	1800
8	0	7	2	0	1800
9	0	4	3	0	1400
10	1	8	0	0	1800
11	2	7	0	0	1800
12	0	7	2	0	1800
13	0	9	0	0	1800
14	0	0	6	2	1600

9.6 TRASFORMATORI

La tensione nominale d'uscita degli inverter Huawei SUN2000-215KTL, pari a 800 V, verrà innalzata a 36 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. ed avranno le seguenti dimensioni:

- ❖ Dimensioni esterne 10 m x 2,500 m x 2,80 m.

Nello specifico saranno realizzate n.14 cabine di trasformazione; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/30kV, con taglie così come da tabella seguente.

Sottocampo	Trafo (kVA)
1	2500
2	2500
3	1250
4	2500
5	2500
6	2500
7	2500
8	2500
9	2000
10	2500
11	2500
12	2500
13	2500
14	2000

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 (Cu₂S). 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 3 - 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.

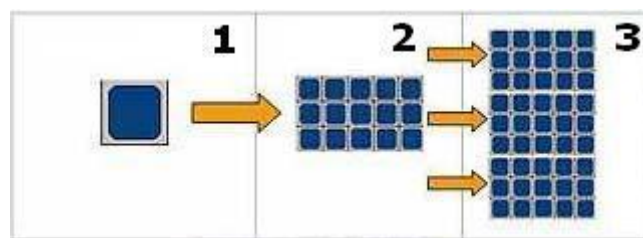


Figura 4 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

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

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	78.2	30.49	10.51	116.3	99.0	2322127	2239844	0.713
February	85.6	38.68	7.56	121.7	104.7	2443255	2351979	0.716
March	133.7	59.31	12.60	181.2	160.4	3715216	3563616	0.728
April	194.3	59.38	15.02	267.4	240.5	5572264	5317887	0.736
May	199.2	70.68	18.54	265.2	241.0	5561150	5309036	0.741
June	234.7	67.70	23.85	314.7	286.8	6479254	6178860	0.727
July	248.3	59.21	27.87	339.8	310.2	6829884	6510573	0.709
August	201.2	54.06	28.49	277.4	250.1	5489107	5235966	0.699
September	157.6	52.90	24.79	219.7	195.3	4347574	4160577	0.701
October	121.9	46.66	20.83	168.7	149.3	3347626	3216237	0.706
November	86.2	31.72	14.03	125.6	108.2	2529330	2436661	0.718
December	74.9	29.34	9.31	113.0	94.7	2265875	2187660	0.716
Year	1815.9	600.13	17.85	2510.8	2240.2	50902664	48708896	0.718

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/m², 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).

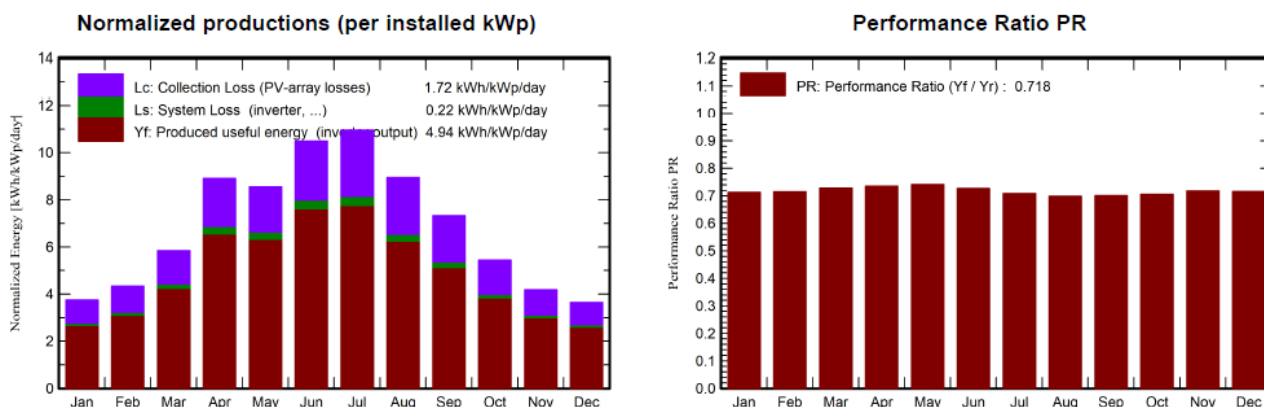


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst

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

DATI DI SINTESI	
Producibilità Impianto (1 anno):	1803 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	83,98%
Producibilità complessiva (10 anno):	48,709GWh/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 conduttura 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).

14 RICADUTE SOCIALI

Quale ricaduta sociale primaria, la realizzazione del parco agrofotovoltaico, il cui funzionamento a pieno regime garantirà la produzione di energia elettrica derivante da fonte rinnovabile, contribuirà a rafforzare significativamente il processo di sensibilizzazione dell'opinione pubblica sulla scelta di utilizzo di energia pulita (e quindi totalmente ecologica).

Il progetto del parco agrofotovoltaico sarà in grado di garantire nuove "sinergie" tra gli operatori interessati allo sviluppo delle colture agricole e quelli interessati alla costruzione di impianti a pannelli fotovoltaici; tali sinergie avranno ricadute in termini di:

- Valorizzazione e riduzione dei consumi idrici grazie all'ombreggiamento dei moduli;
- minore degradazione dei suoli e conseguente miglioramento delle rese agricole;
- risoluzione del "conflitto" tra differenti usi dei terreni (per coltivare o per produrre energia);
- possibilità di far pascolare il bestiame e far circolare i trattori sotto le fila di pannelli o tra le fila di pannelli, secondo le modalità di installazione con strutture orizzontali o verticali, avendo cura di mantenere un'adeguata distanza tra le fila e un'adeguata altezza dal livello del suolo.

Il suo inserimento in campo agricolo comunicherà alla popolazione locale la reale possibilità di integrazione dell'opera da realizzare nel contesto, senza creare alcun tipo di esternalità negative.

La realizzazione del progetto permetterà la riqualificazione dell'area interessata dalle opere di costruzione e connessione alla rete elettrica nazionale, con la parziale riasfaltatura delle strade lungo le quali saranno posati i cavidotti.

Per quanto concerne gli ulteriori risvolti positivi socio-culturali derivanti dalla realizzazione del progetto, sarà possibile organizzare iniziative di informazione e sensibilizzazione sulla produzione ed utilizzo di energia da fonte rinnovabile, ad esempio:

visite didattiche nel parco fotovoltaico aperte alle scuole ed università;

attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili, aperte alla popolazione locale.

L'offerta di questo tipo di opportunità di formazione alla popolazione locale può contribuire a ridurre i costi sociali che, generalmente, caratterizzano l'iniziale scarsa fiducia nelle nuove tecnologia produttive, riducendone la dipendenza economica da un solo settore, incoraggiando la diversificazione delle attività svolte localmente, favorendone la robustezza e crescita economica.

15 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Si prevede che la realizzazione del progetto determinerà significative ricadute occupazionali sul territorio locale. Come già accade per la fase progettuale, è da attendersi un incremento dei livelli di occupazione della popolazione locale, come conseguenza del fiorire delle nuove opportunità di lavoro, connesse alle attività di costruzione, esercizio e manutenzione/gestione del parco agrofotovoltaico.

L'occupazione nel settore fotovoltaico, tipicamente, discende dalle principali attività di seguito elencate a titolo esemplificativo:

Progettazione/Autorizzazione	Installazione/Cantiere	Gestione/Manutenzione
Consulenza	Consulenza	Generatori
	Fondazioni	Trasformatori
	Cavi e connessione alla rete	Installazioni elettriche
	Trasformatori	Sistemi di controllo remoto
	Sistemi di controllo	Pulizia pannelli
	Strade	Manutenzione verde
	Manutenzione verde	

La fase di progettazione del parco ha già generato un significativo indotto economico per la società progettista in cui l'impiego delle risorse umane qualificate incrementa all'aumentare della quantità e qualità degli elaborati da realizzare (preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto).

La realizzazione del parco agrofotovoltaico e delle relative opere di connessione coinvolgerà tecnici qualificati locali, nonché personale formato ed abilitato per l'installazione delle strutture portanti, dei

moduli, per la posa cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree di cantiere.

Le esigenze di gestione e manutenzione del parco contribuiranno all'occupazione locale tramite la nuova creazione o il rafforzamento della domanda di posti di lavoro ad elevata specializzazione, come tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto, responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste risorse si unirà il personale tecnico impiegato per il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di sfalcio, coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate e degli impiantati lungo la fascia arborea perimetrale.

Tutto il personale necessario sarà impiegato per il tempo stimato di:

Progettazione/Autorizzazione: 1 anno e 6 mesi circa

Installazione/Cantiere: 24mesi circa

Gestione/Manutenzione: per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni.

La realizzazione e l'esercizio del progetto favoriranno la generazione di competenze in loco, che possono essere eventualmente valorizzate e reimpiegate in altre attività produttive e di consulenza, determinando un apporto di risorse qualificate da impiegare nel lungo periodo.

Nella tabella successiva è riportato il numero di risorse, con la relativa qualifica, che indicativamente vengono coinvolte nelle attività relative alle varie fasi di realizzazione ed esercizio di un impianto con potenza simile:

FASE	NUMERO RISORSE	TIPOLOGIA RISORSA
REALIZZAZIONE	20	Tecnico specialista
	100	Operaio generico
	75	Operaio specializzato elettrico
	15	Autotrasportatore
	50	Carpentiere

	25	Coltivatore
ESERCIZIO	10	Operaio specializzato elettrico
	8	Meccanico
	4	Vigilanza
	15	Coltivatore
DISMISSIONE	20	Operaio specializzato elettrico
	50	Operaio generico
	10	Meccanico
	4	Vigilanza
	10	Coltivatore

DATA

10/2023

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: CHUB 2

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system

System power: 27.01 MWp

Sferro - Italia

E-Prima



E-PRIMA



Project: CHUB 2

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.5

VCO, Simulation date:
23/02/24 10:51
with v7.4.5

Green Utility SAGL (Switzerland)

Project summary

Geographical Site

Sferro
Italia

Situation

Latitude 37.51 °N
Longitude 14.84 °E
Altitude 103 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Sferro
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Tracking system

PV Field Orientation

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

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 100 %
Diffuse shading Automatic

System information

PV Array

Nb. of modules 40320 units
Pnom total 27.01 MWp

Inverters

Nb. of units 120 units
Pnom total 24.00 MWac
Grid power limit 24.00 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.126

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	48705419 kWh/year	Specific production	1803 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	71.81 %
Apparent energy	54395663 kVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	15
Single-line diagram	16
CO ₂ Emission Balance	17



Project: CHUB 2

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.5

VCO, Simulation date:
23/02/24 10:51
with v7.4.5

Green Utility SAGL (Switzerland)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Trackers configuration	
Orientation		Astronomic calculation		Nb. of trackers 1440 units	
Tracking plane, horizontal N-S axis				Sizes	
Axis azimuth 0 °				Tracker Spacing 5.50 m	
				Collector width 2.38 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 43.3 %	
				Phi min / max. -/+ 55.0 °	
				Shading limit angles	
				Phi limits for BT -/+ 64.1 °	
Models used		Near Shadings		User's needs	
Transposition Perez		According to strings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	
Diffuse Imported		Electrical effect 100 %			
Circumsolar separate		Diffuse shading Automatic			
Horizon		Power factor			
Average Height 2.0 °		Cos(phi) (lagging) 0.900			
Grid injection point					
Grid power limitation					
Active power 24.00 MWac					
Pnom ratio 1.126					

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer CSI Solar		Manufacturer Huawei Technologies	
Model CS7N-670MS 1500V		Model SUN2000-215KTL-H3	
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 670 Wp		Unit Nom. Power 200 kWac	
Number of PV modules 40320 units		Number of inverters 120 units	
Nominal (STC) 27.01 MWp		Total power 24000 kWac	
Array #1 - OVEST		Array #1 - OVEST	
Number of PV modules 22848 units		Number of inverters 69 units	
Nominal (STC) 15.31 MWp		Total power 13800 kWac	
Modules 816 string x 28 In series		Operating voltage 500-1500 V	
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp 14.05 MWp		Max. power (=>33°C) 215 kWac	
U mpp 970 V		Pnom ratio (DC:AC) 1.11	
I mpp 14496 A		Power sharing within this inverter	
Array #2 - EST		Array #2 - EST	
Number of PV modules 17472 units		Number of inverters 51 units	
Nominal (STC) 11.71 MWp		Total power 10200 kWac	
Modules 624 string x 28 In series		Operating voltage 500-1500 V	
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp 10.75 MWp		Max. power (=>33°C) 215 kWac	
U mpp 970 V		Pnom ratio (DC:AC) 1.15	
I mpp 11085 A		Power sharing within this inverter	



PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:
23/02/24 10:51
with v7.4.5

Green Utility SAGL (Switzerland)

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	27014 kWp	Total power	24000 kWac
Total	40320 modules	Max. power	25800 kWac
Module area	125248 m ²	Number of inverters	120 units
		Pnom ratio	1.13
		Inverter PNom limit defined as apparent power	

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	0.5 %			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.5 %	Loss Fraction	0.5 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %			
Module average degradation								
Year no	1							
Loss factor	0.4 %/year							
Mismatch due to degradation								
Imp RMS dispersion	0.4 %/year							
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.63 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - OVEST		Array #2 - EST	
Global array res.	1.1 mΩ	Global array res.	1.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

System losses

Auxiliaries loss	
Proportionnal to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.23 % at STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3	
Wire section (120 Inv.)	Alu 120 x 3 x 120 mm ²
Average wires length	110 m



AC wiring losses

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Average loss Fraction 0.45 % at STC

Array #1 - OVEST

Wires Alu 3 x 500 mm²
Length 6200 m

Array #2 - EST

Wires Alu 3 x 500 mm²
Length 1600 m

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV
One transfo in each sub-array

Array #1 - OVEST

Transformer parameters

Nominal power at STC 15.03 MVA
Iron Loss (night disconnect) 13.80 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 163.74 kVA
Copper loss fraction 1.09 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.46 mΩ

Array #2 - EST

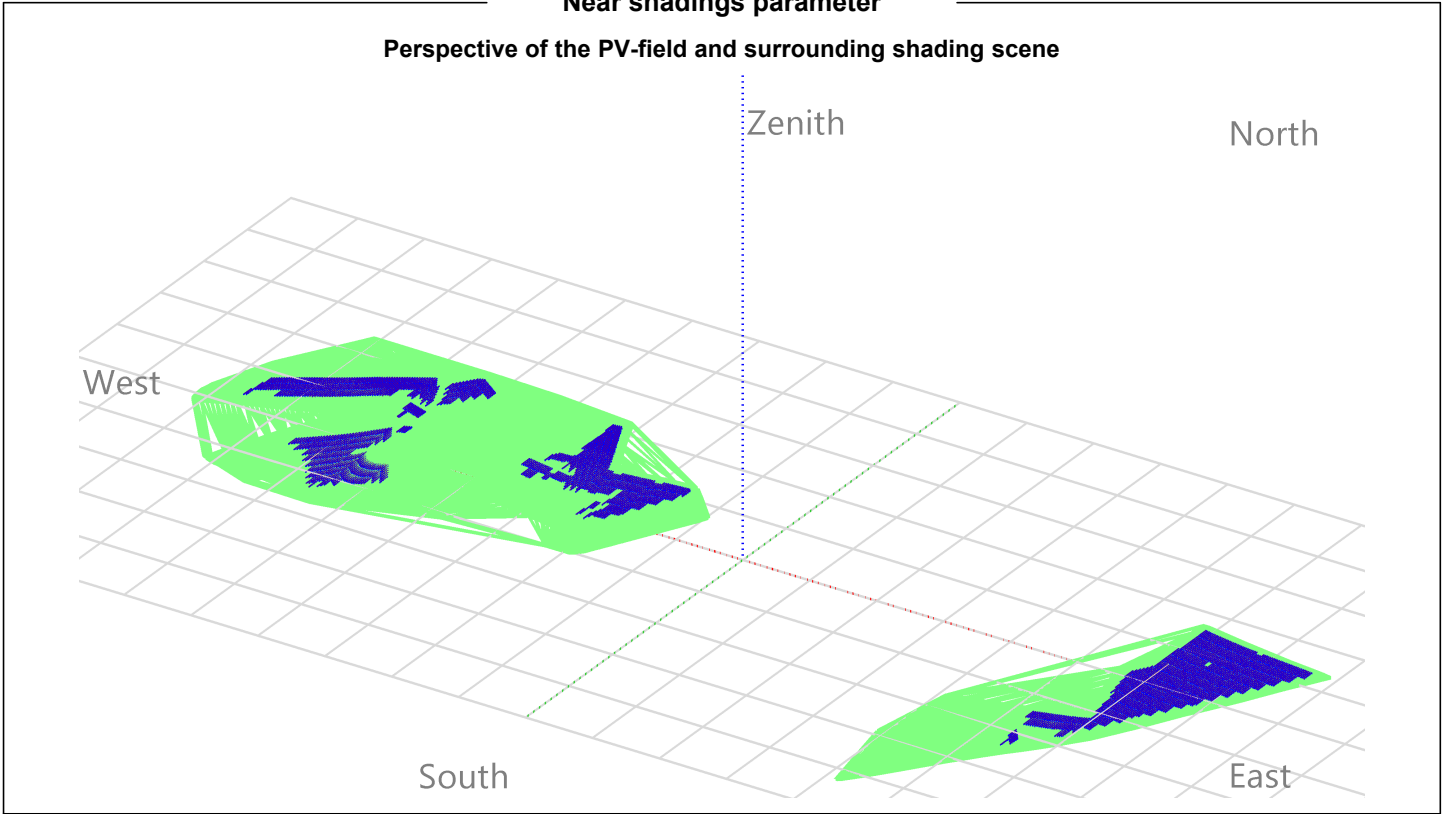
Transformer parameters

Nominal power at STC 11.49 MVA
Iron Loss (night disconnect) 10.19 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 129.50 kVA
Copper loss fraction 1.13 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.63 mΩ



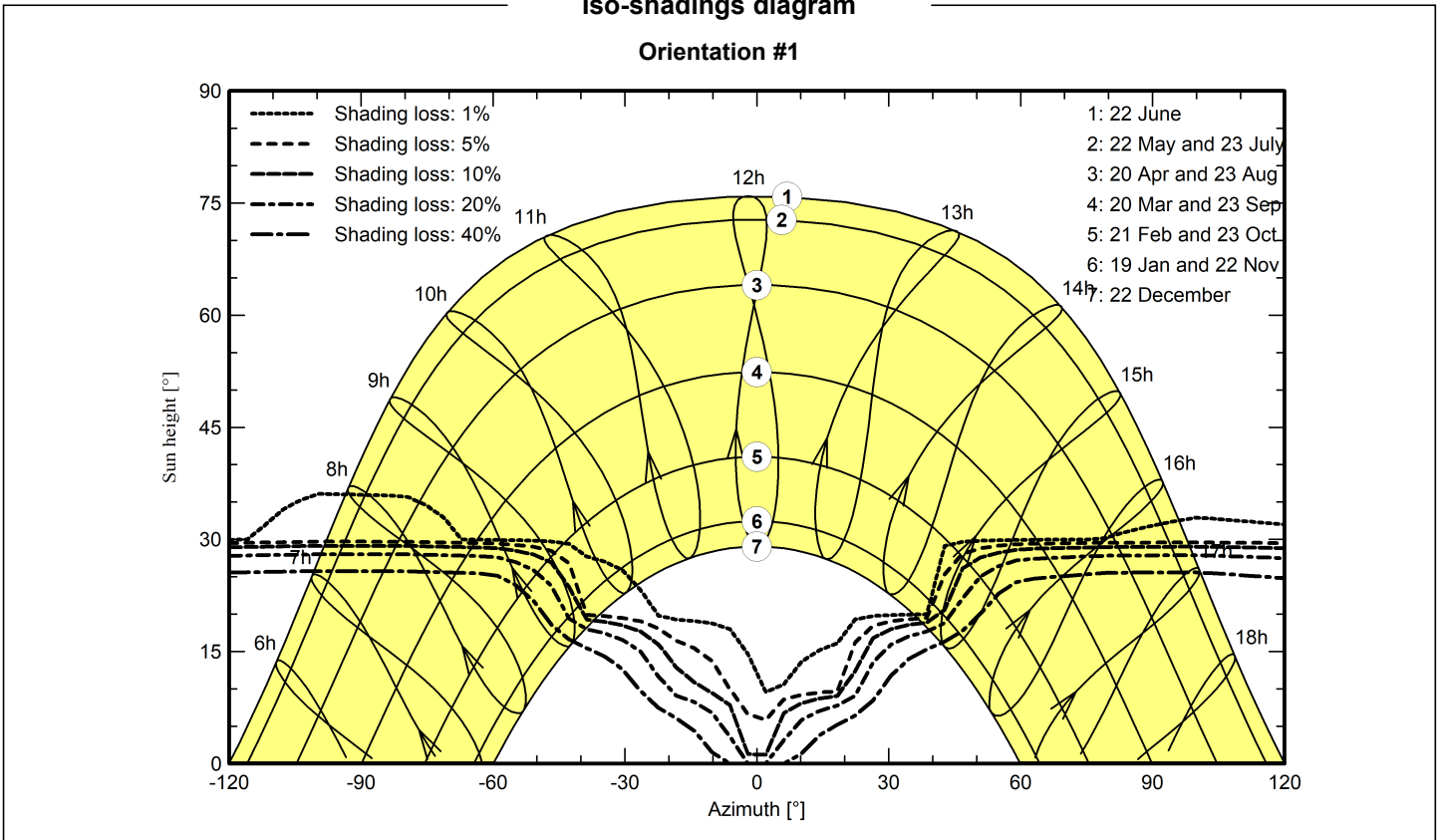
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1



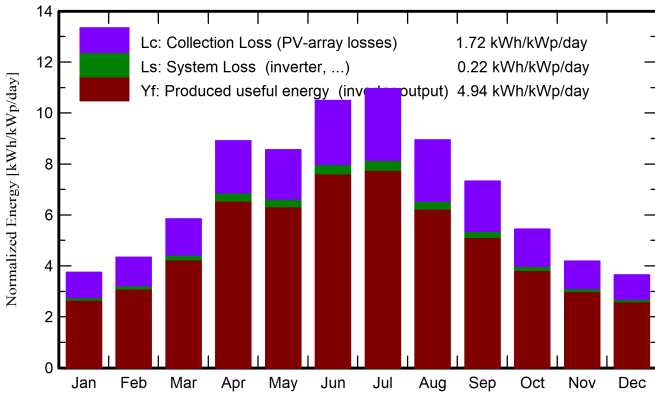


Main results

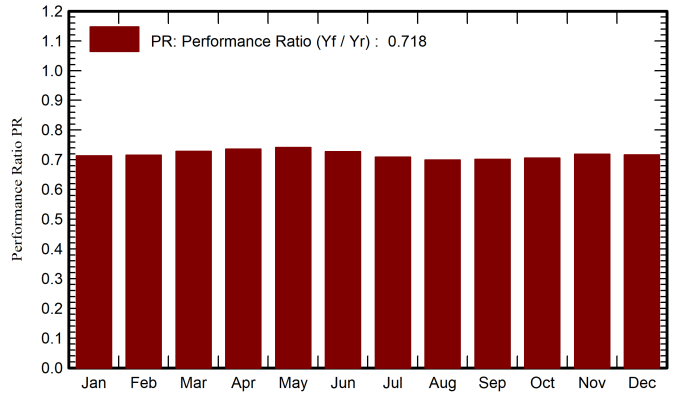
System Production

Produced Energy (P50) 8705419 kWh/year Specific production (P50) 1803 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 71.81 %
 Produced Energy (P90) 5385922 kWh/year Specific production (P90) 1680 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P75) 6960181 kWh/year Specific production (P75) 1738 kWh/kWp/year
 Apparent energy 54395663 kVAh/year

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

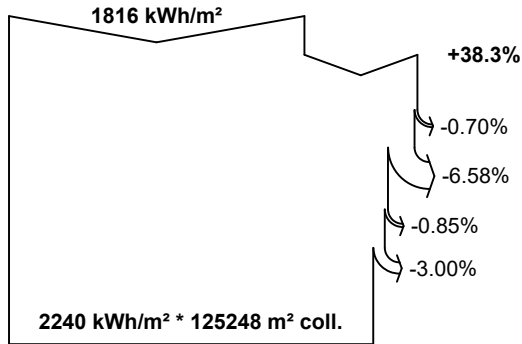
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	78.2	30.49	10.51	116.3	99.0	2321922	2239655	0.713
February	85.6	38.68	7.56	121.7	104.7	2443040	2351783	0.715
March	133.7	59.31	12.60	181.2	160.4	3714898	3563331	0.728
April	194.3	59.38	15.02	267.4	240.5	5571904	5317574	0.736
May	199.2	70.68	18.54	265.2	241.0	5560837	5308762	0.741
June	234.7	67.70	23.85	314.7	286.8	6478796	6178462	0.727
July	248.3	59.21	27.87	339.8	310.2	6829383	6510142	0.709
August	201.2	54.06	28.49	277.4	250.1	5488656	5235572	0.699
September	157.6	52.90	24.79	219.7	195.3	4347191	4160236	0.701
October	121.9	46.66	20.83	168.7	149.3	3347331	3215970	0.706
November	86.2	31.72	14.03	125.6	108.2	2529107	2436456	0.718
December	74.9	29.34	9.31	113.0	94.7	2265675	2187475	0.716
Year	1815.9	600.13	17.85	2510.8	2240.2	50898741	48705419	0.718

Legends

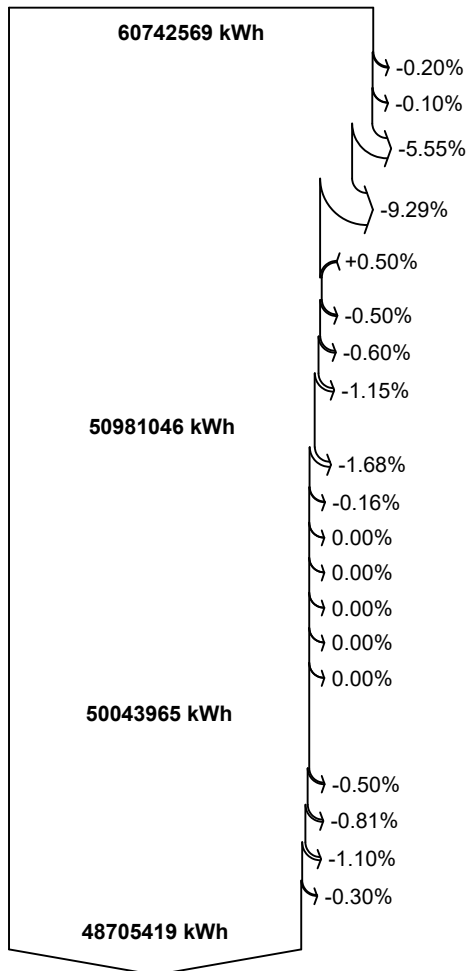
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram



efficiency at STC = 21.65%



24221279 kVARh

54395663 kVAh

Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #1)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

Active Energy injected into grid

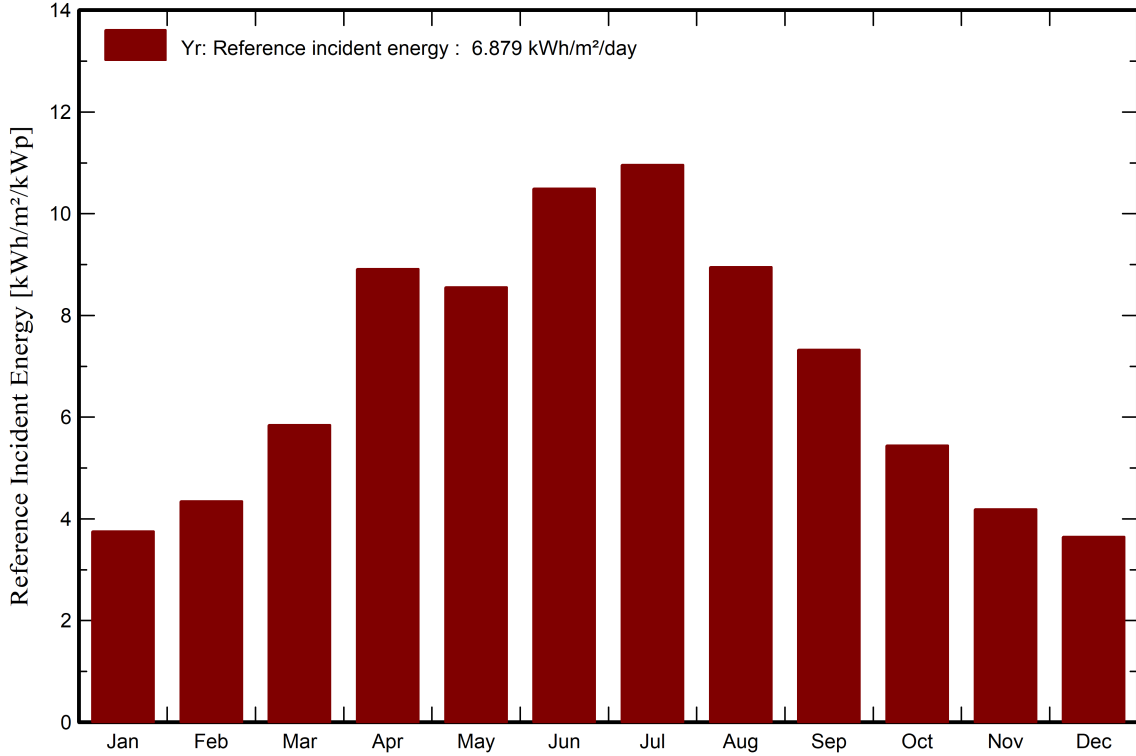
Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 0.895

Apparent energy to the grid

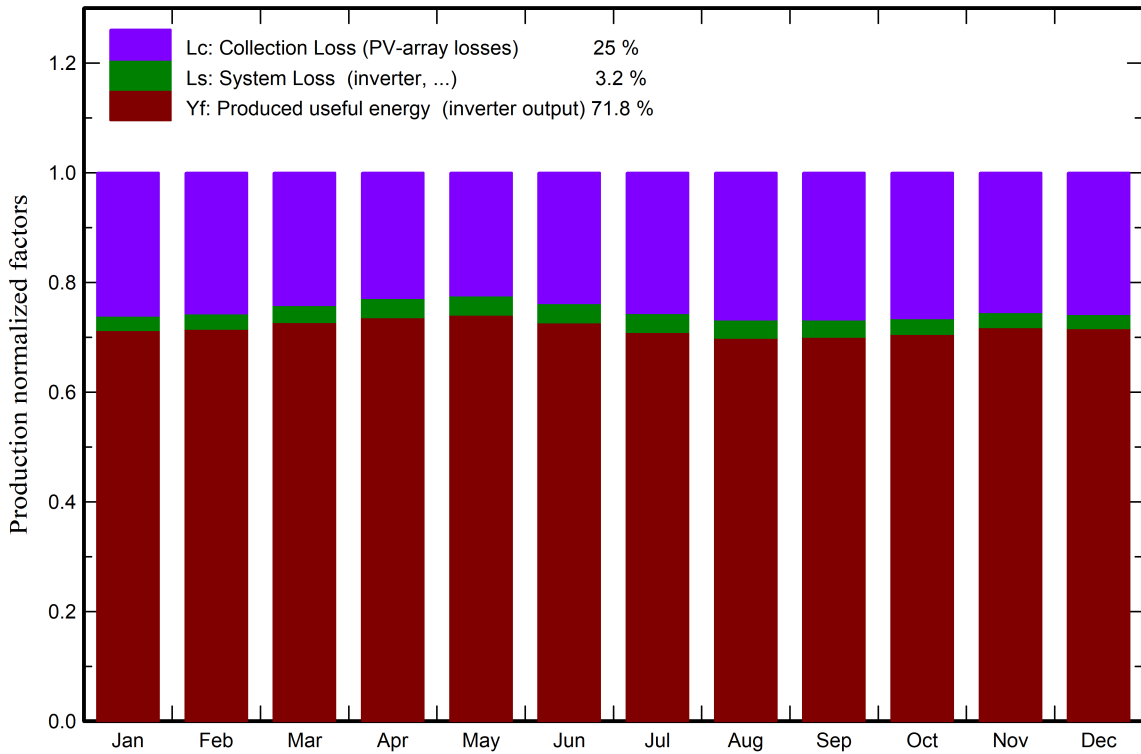


Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



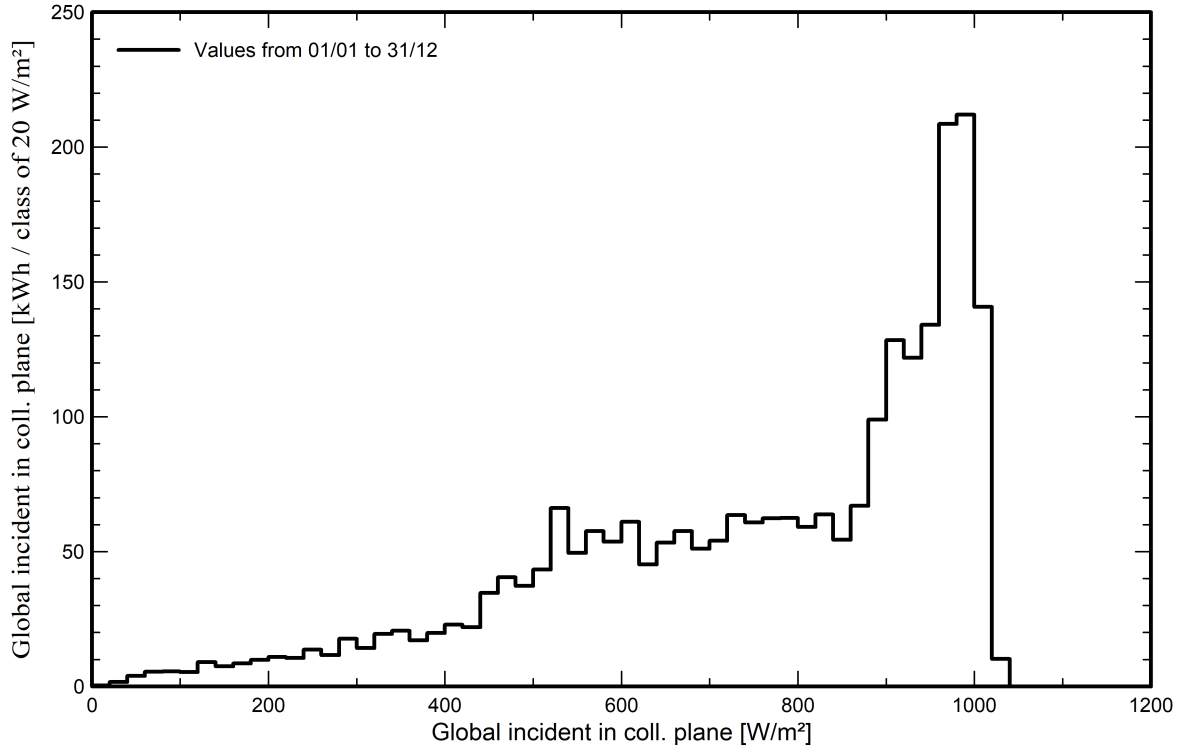
Fattori normalizzati di produzione e di perdita



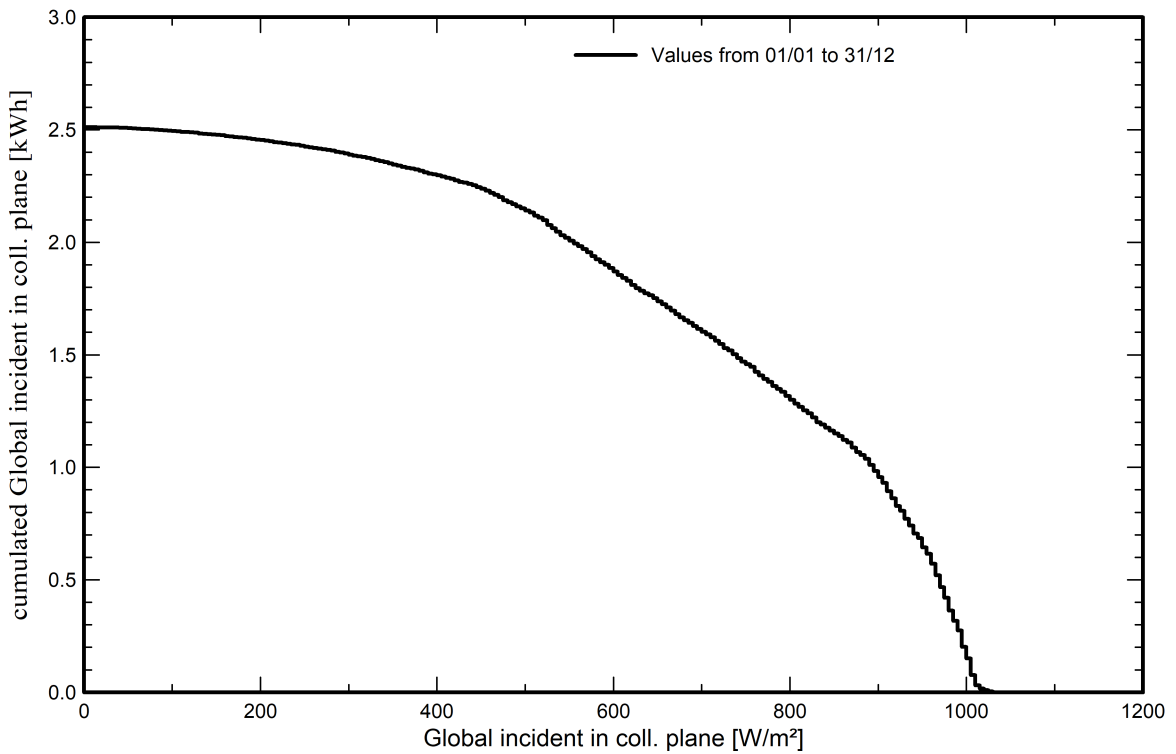


Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente





Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace

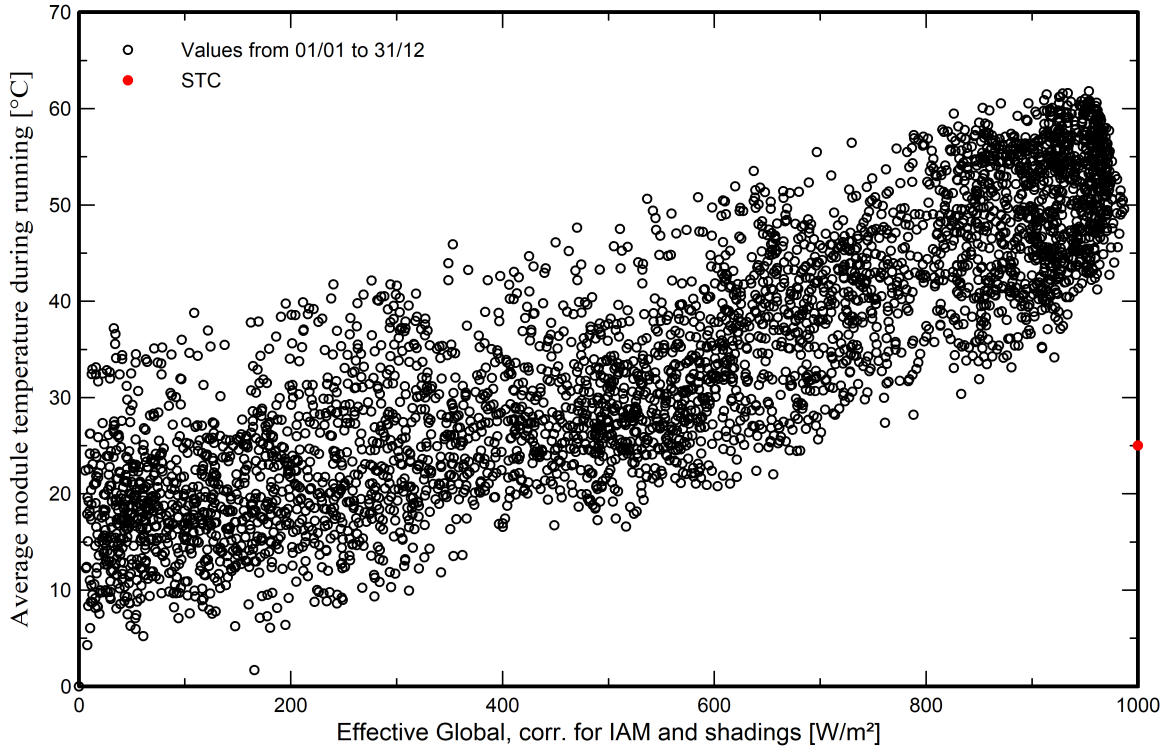
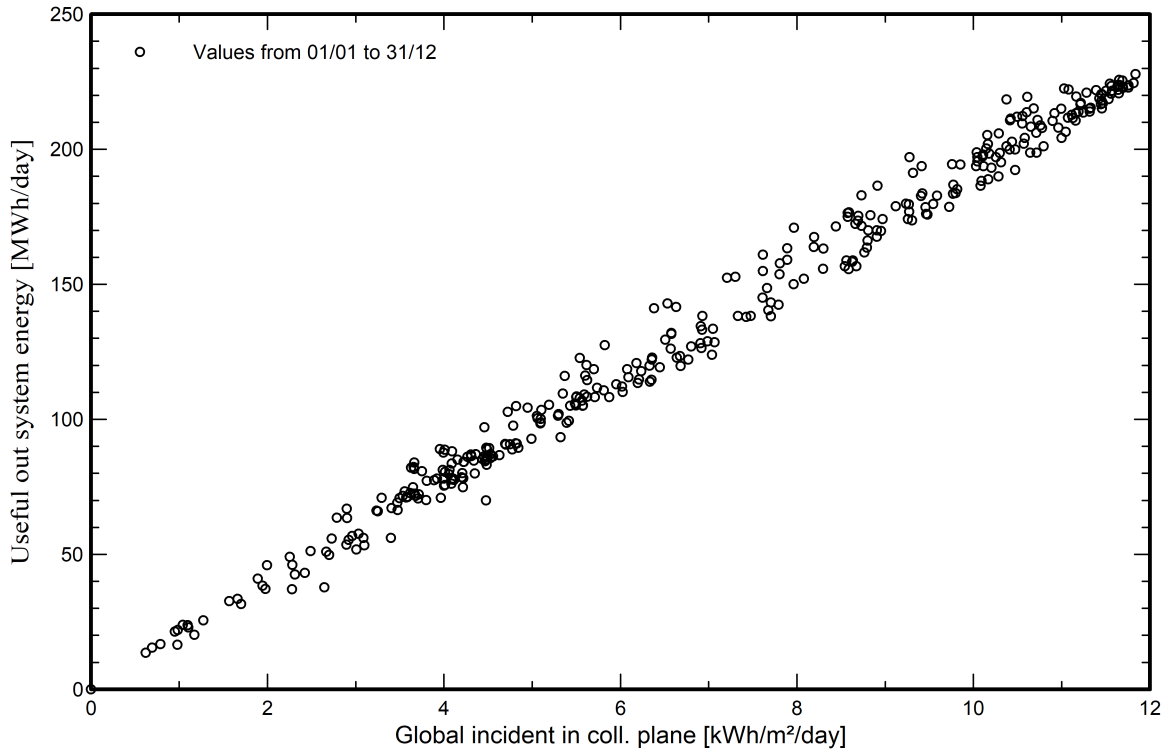


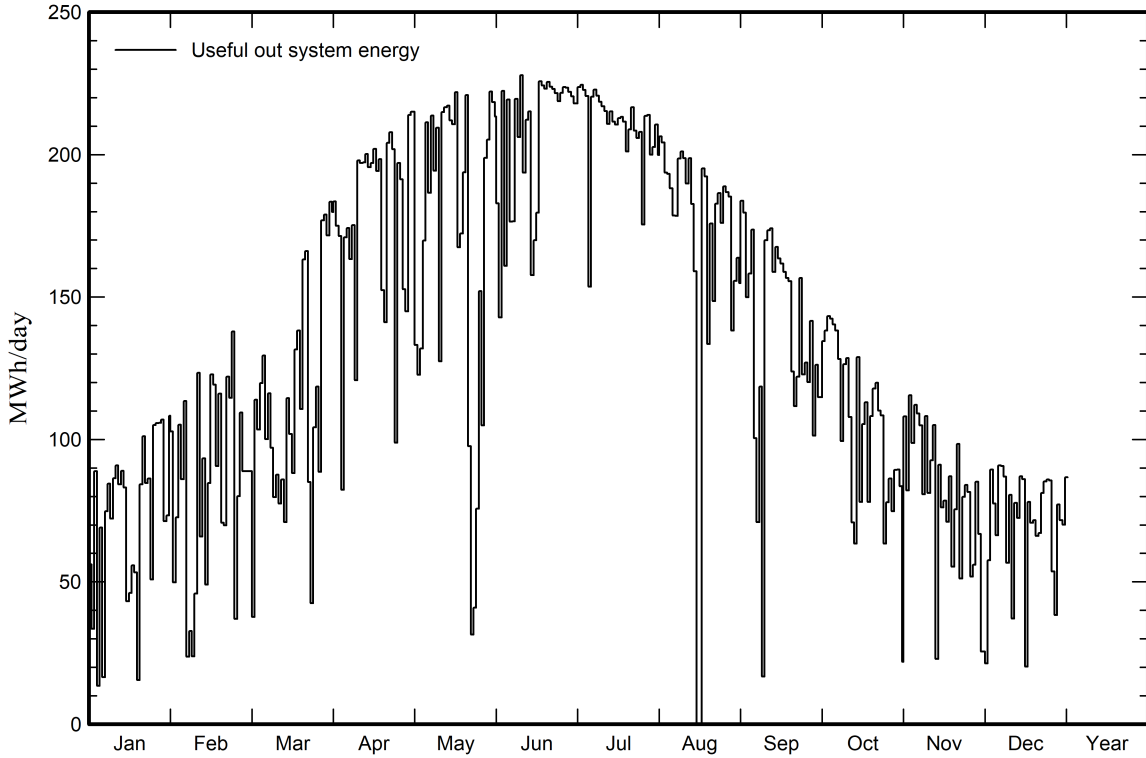
Diagramma giornaliero entrata/uscita



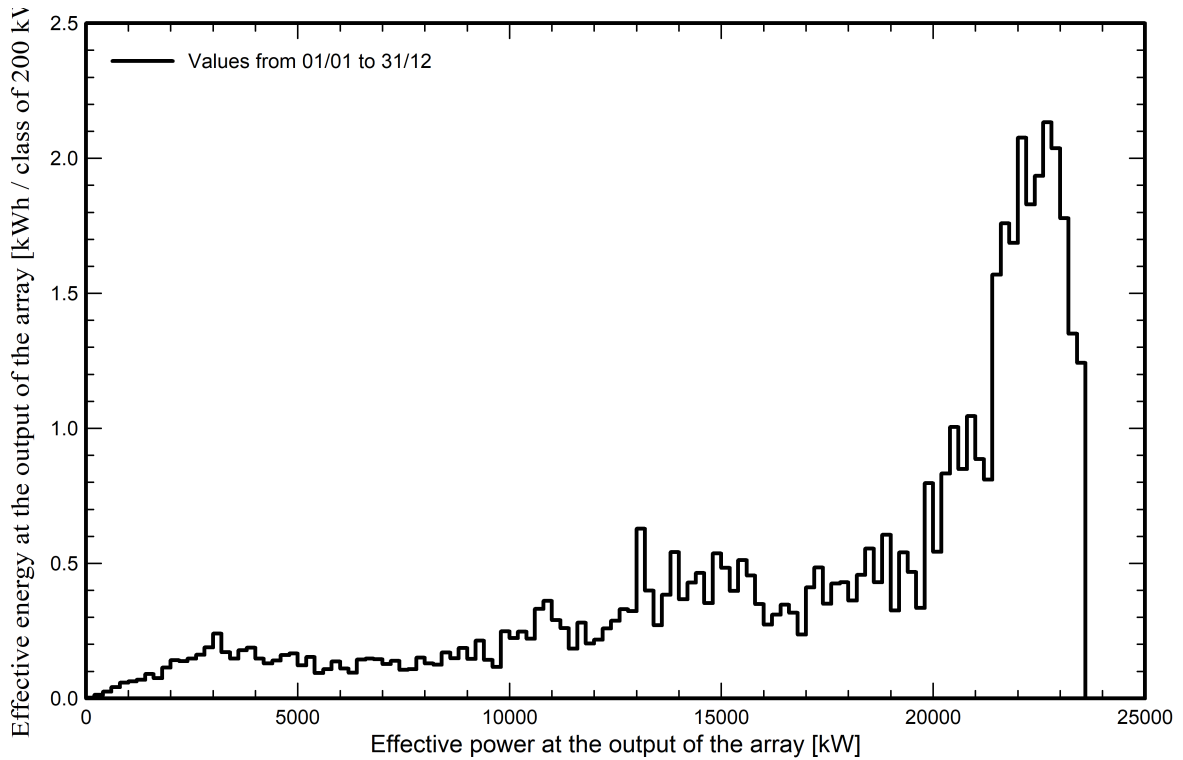


Predef. graphs

Energia giornaliera in uscita sistema



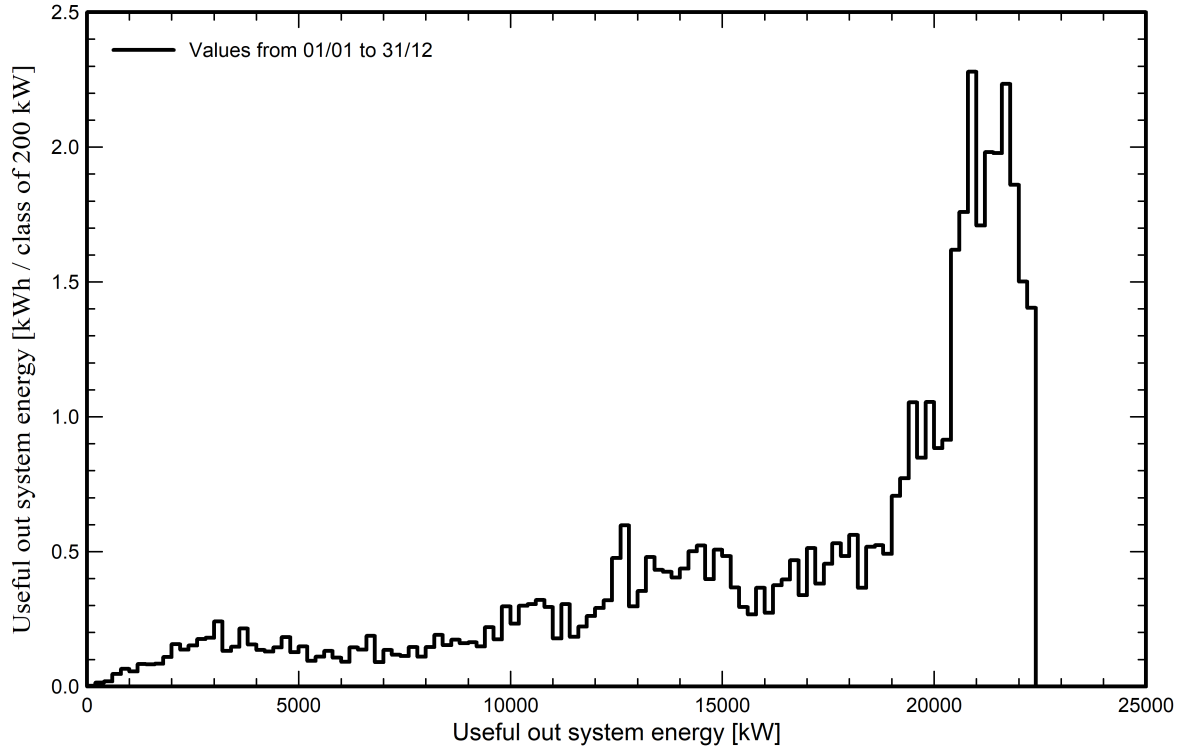
Distribuzione potenza dell'impianto



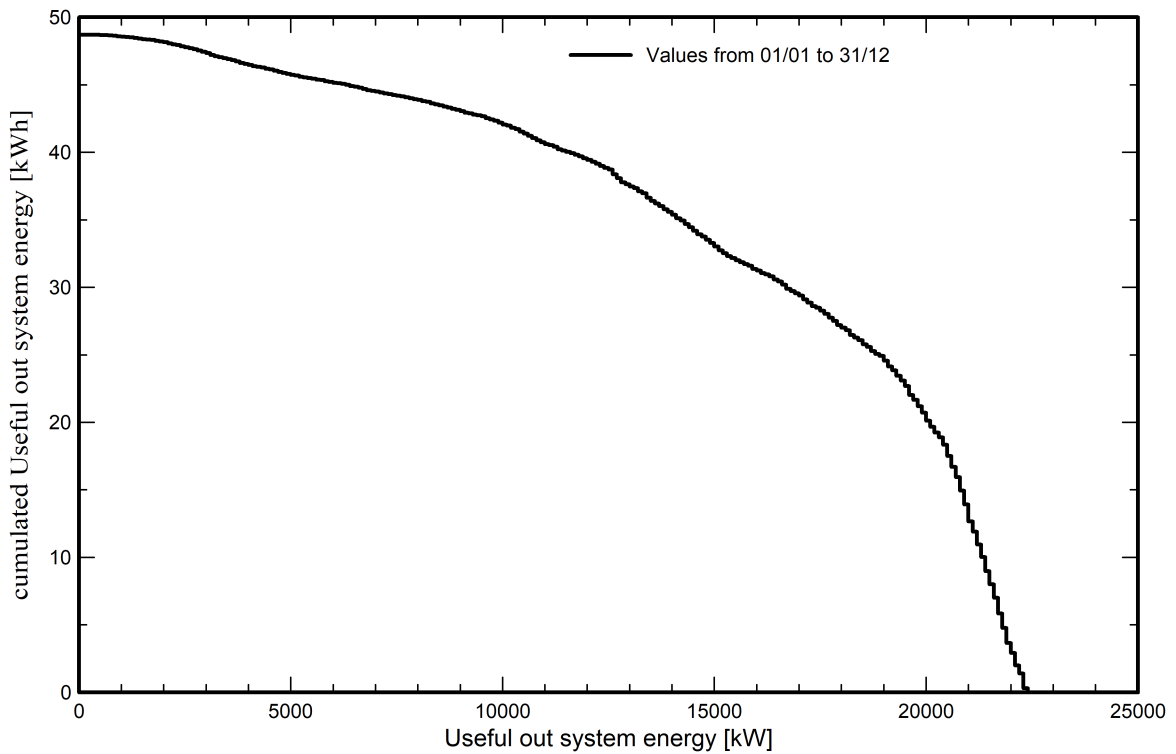


Predef. graphs

Distribuzione potenza in uscita sistema



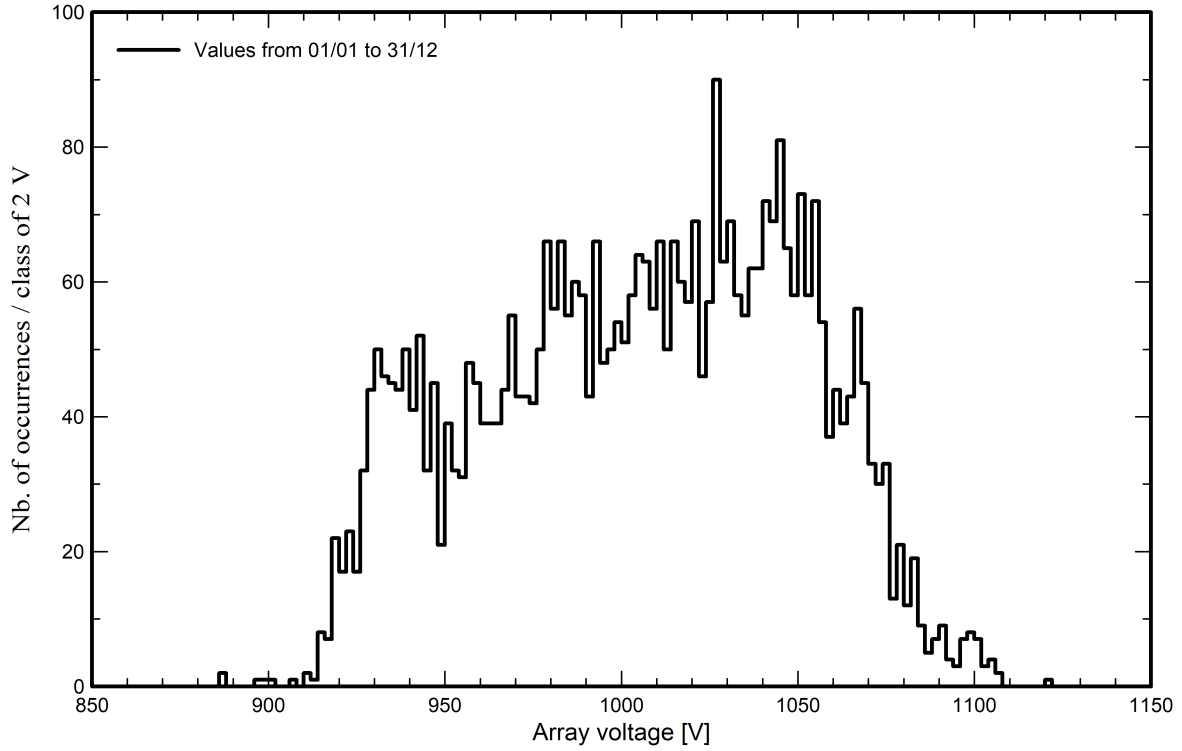
Coda della distribuzione della potenza in uscita



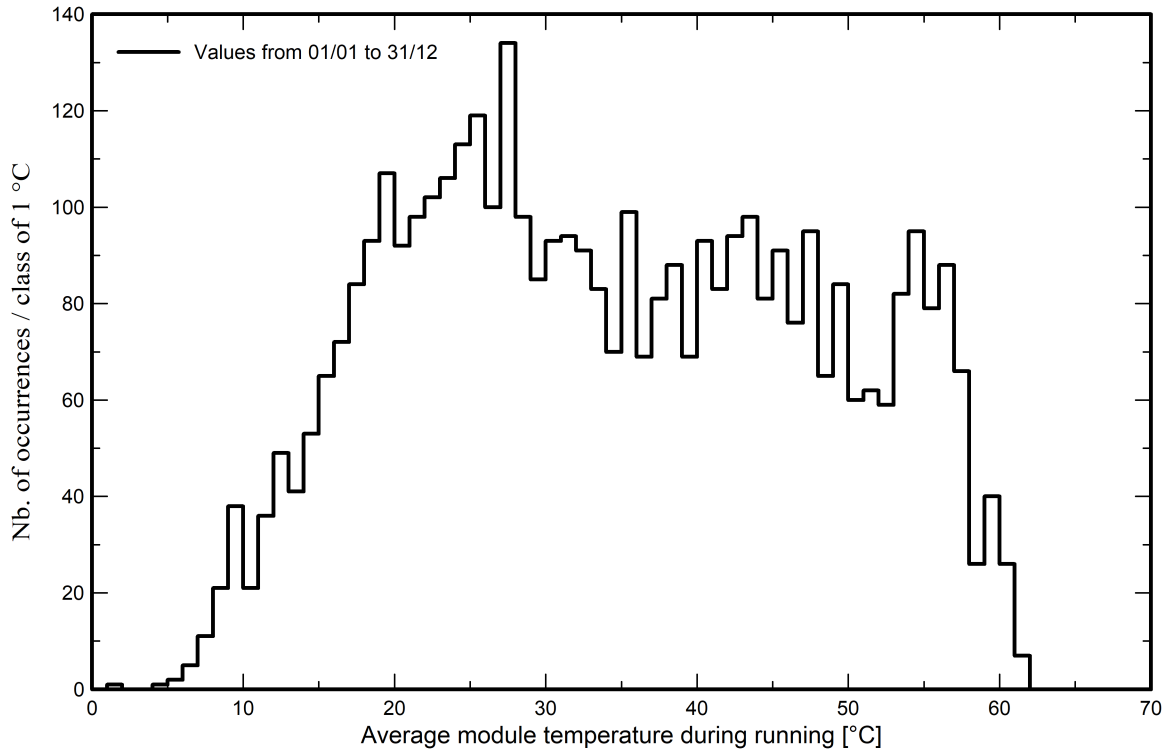


Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto





P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source	PVGIS api TMY
Kind	Specific year
Year	TMY
Year-to-year variability(Variance)	5.0 %

Specified Deviation

Year deviation from average	0.0 %
-----------------------------	-------

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	5.3 %
-----------------------------	-------

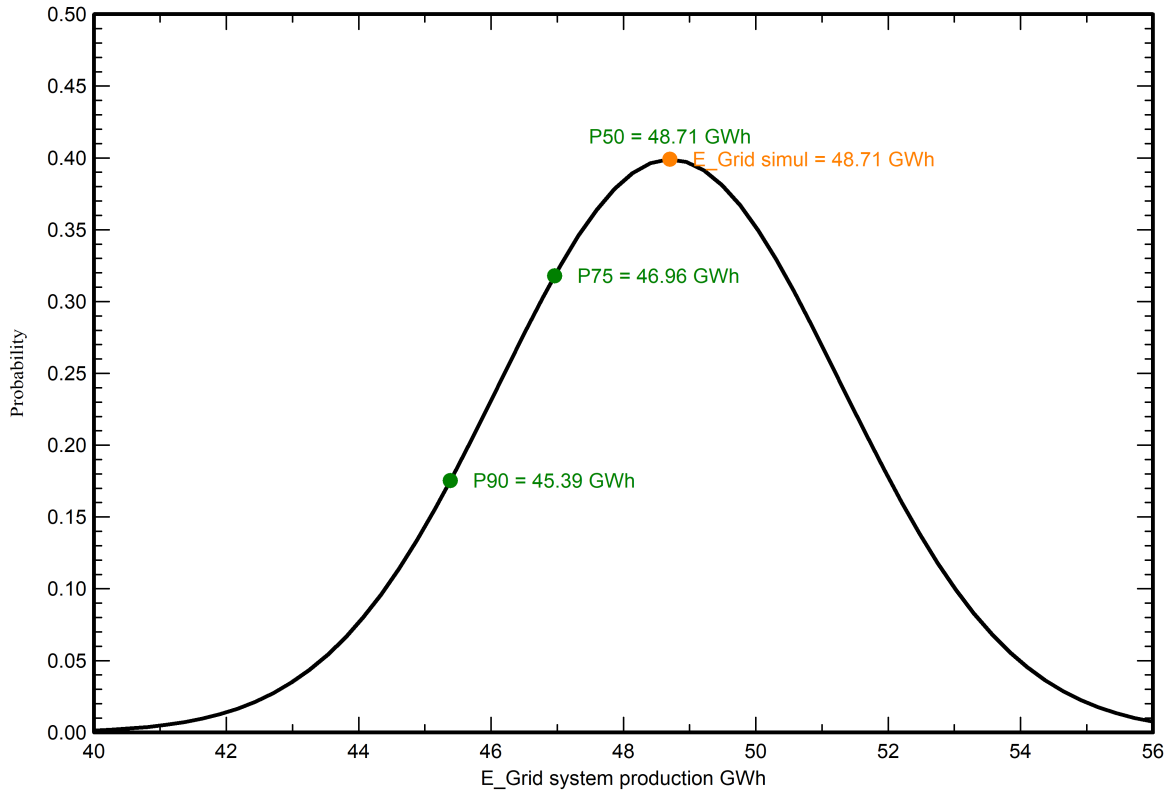
Simulation and parameters uncertainties

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

Annual production probability

Variability	2.59 GWh
P50	48.71 GWh
P90	45.39 GWh
P75	46.96 GWh

Probability distribution

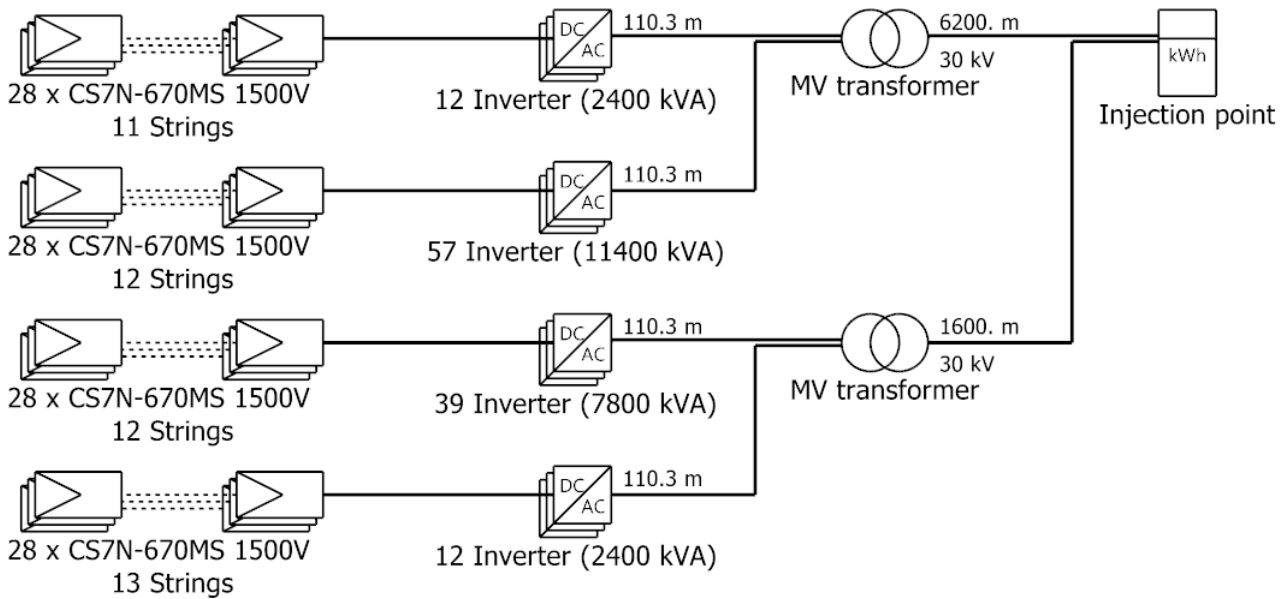




PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:
23/02/24 10:51
with v7.4.5

Single-line diagram



PV module	CS7N-670MS 1500V
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
String	28 x CS7N-670MS 1500V

CHUB 2

**Green Utility SAGL
(Switzerland)**

VC0 : Nuova variante di simulazione

23/02/24



CO₂ Emission Balance

Total: 484289.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 51989.61 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 618071.8 tCO₂

System production: 48705.42 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

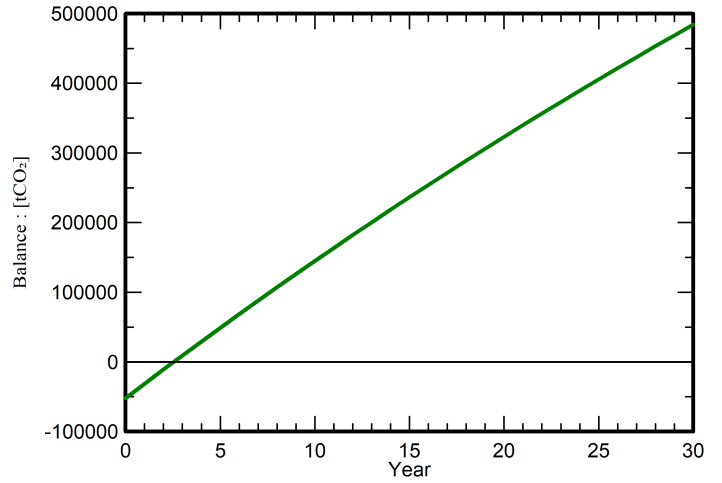
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	27014 kWp	46268103
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	2016000 kg	5687963
Inverters	280 kgCO ₂ /units	120 units	33542