



**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DENOMINATO "LICODIA" DI POTENZA NOMINALE
PARI A 11,304 MW POSIZIONATO A TERRA,
SITO IN C.DA GROTTI ALTE
NEL COMUNE DI LICODIA EUBEA (CT)**

OGGETTO

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Codice elaborato	Data	Livello di progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
01-LIEU-PD.01	LUGLIO 2022	DEFINITIVO	EMMEVI Srl Ing. M. Fazio	EMMEVI Srl Ing. A. Micali	EMMEVI Srl Ing. C. Vagliasindi	00

Società proponente

GRANOSOLARIS LCD SRL

Via Bocca di Leone, 78

00187 ROMA

P.Iva 16798051005

Progettazione



EMMEVI s.r.l.
Società di ingegneria
Via R. Casalaina n. 3
95126 Catania
tel. 095 381832
email info@emmevisrl.eu



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

Scala metrica

SOMMARIO

1	PREMESSA	3
2	COMMITTENTE.....	3
3	LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE	3
4	DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	4
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	POWER STATION	8
8.3	CONVERSIONE STATICA CC/CA –	9
8.4	CABINE ELETTRICHE	9
8.4.1	TRASFORMATORI	9
8.4.2	CABINA DI SEZIONAMENTO	9
8.5	CAVI ELETTRICI	9
9	IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO.....	10
9.1	POTENZA DI PICCO	10
9.2	POTENZA NOMINALE.....	11
9.3	GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA	11
9.4	DEFINIZIONE SOTTOCAMPI.....	11

9.5	CONFIGURAZIONE STRINGHE	12
9.6	CONFIGURAZIONE INVERTER	13
9.7	TRASFORMATORI BT-MT	14
9.8	SSE UTENTE.....	14
10	DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ.....	15
10.1	EFFETTO FOTOVOLTAICO	15
10.2	IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI	17
10.3	PERDITE DI SISTEMA	18
10.4	PRODUCIBILITÀ	19
11	MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA.....	20
11.1	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI.....	20
11.2	PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI.....	20
11.3	PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI.....	21
11.4	PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACORRENTI E SEZIONAMENTO	21
11.5	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	21
12	COMPATIBILITA' ELETTRROMAGNETICA (EMC).....	21
13	VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO).....	22

1 PREMESSA

La presente relazione definisce gli aspetti tecnici relativi al Progetto di Realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato "LICODIA" di potenza nominale e di picco pari a 11,304 MW, posizionato a terra, nel comune di Licodia Eubea (CT)

Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: GRANOSOLARIS LCD SRL

Sede legale: VIA BOCCA DI LEONE, 78 - 00187 ROMA

CF/P.IVA: 16798051005

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto verrà realizzato nel comune di Licodia Eubea in contrada Grotte Alte, come di seguito meglio specificato.

Sito di installazione: Comune di Licodia Eubea (CT)

Coordinate geografiche:

- Lat. : 37° 11' 24.82" N
- Long. : 14° 40' 42.23" E

Sull'ortofoto seguente si riportano i poligoni delle aree di progetto relativamente all'impianto



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

Nella tabella in calce si riporta il piano particellare relativo all'area di impianto (NCEU del Comune di Licodia Eubea (CT)).

Comune	Foglio	Particelle
Licodia Eubea (CT)	3	78,162,163
Licodia Eubea (CT)	4	423,424,425,426

3.1 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Dati generali dell'impianto fotovoltaico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 18.840 MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: VERTEX TSM-DE20- 600
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 600 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 11,304 MW_p
- ✚ Inverter utilizzati: SMA Sunny Central 2500-EV
- ✚ Numero di inverter: 5
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV)

Tipologia di installazione:

- Impianto a terra con strutture fisse (Tilt 30° - Azimut 0°).

Dati generali producibilità annua stimata:

- Esposizione del generatore fotovoltaico: **Strutture fisse - Tilt 30° - Azimut 0°**
- Rendimento energetico impianto stimato: 79.27%
- Producibilità specifica, per il 1° anno: 1451 kWh/kWp/anno
- Producibilità totale impianto, per il 1° anno: 16 GWh/anno

4 CONNESSIONE ALLA RTN

L'impianto di rete per la connessione, nel suo complesso, è costituito delle seguenti componenti:

- Stazione di trasformazione di utente 30/150kV (SSEU) ubicata all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, in posizione accessibile attraverso strada pubblica;
- Connessione tramite cavidotto interrato AT 150kV tra la sezione a 150kV della SSEU e la stazione utente del produttore Acea Solar. Tale stazione è ubicata a circa 250m dalla SSEU. Presso la stazione utente Acea Solar sarà installato un dispositivo DY106B che riceverà in ingresso il cavo proveniente dalla SSEU ed il collegamento in aria proveniente dal trasformatore MT/AT dell'impianto fotovoltaico Acea Solar. In particolare, tra i dispositivi DY106/B, che costituiscono una famiglia di apparecchiature prefabbricate in involucro metallico a tre stalli con due interruttori, con isolamento in gas, per tensioni fino a 245kV, per cabine primarie con ingressi sia in linea aerea che in cavo, è stato scelto il dispositivo Tipo 106/8, che prevede due collegamenti in cavo ed uno in aria.
- Connessione tramite cavidotto interrato AT 150kV, condiviso tra i due produttori, che permetterà di connettere i due impianti fotovoltaici alla C.P. Terna Licodia Eubea. Il cavo, che sarà collegato all'uscita del dispositivo DY106B ed arriverà nel punto della C.P. indicato da Terna, percorrerà il percorso indicato nella planimetria catastale allegata alla presente relazione.

5 CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Il presente progetto definitivo nasce a valle di verifiche progettuali inerenti la 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 usuali 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.

6 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico 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.);

7 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.

7.1 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 VERTEX TSM-DE21 - 600 del produttore Trina Solar con potenza massima pari a 600 Wp.

La superficie complessiva occupata dai 18.840 moduli fotovoltaici è 53.319 m², pari al prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sugli inseguitori.

Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

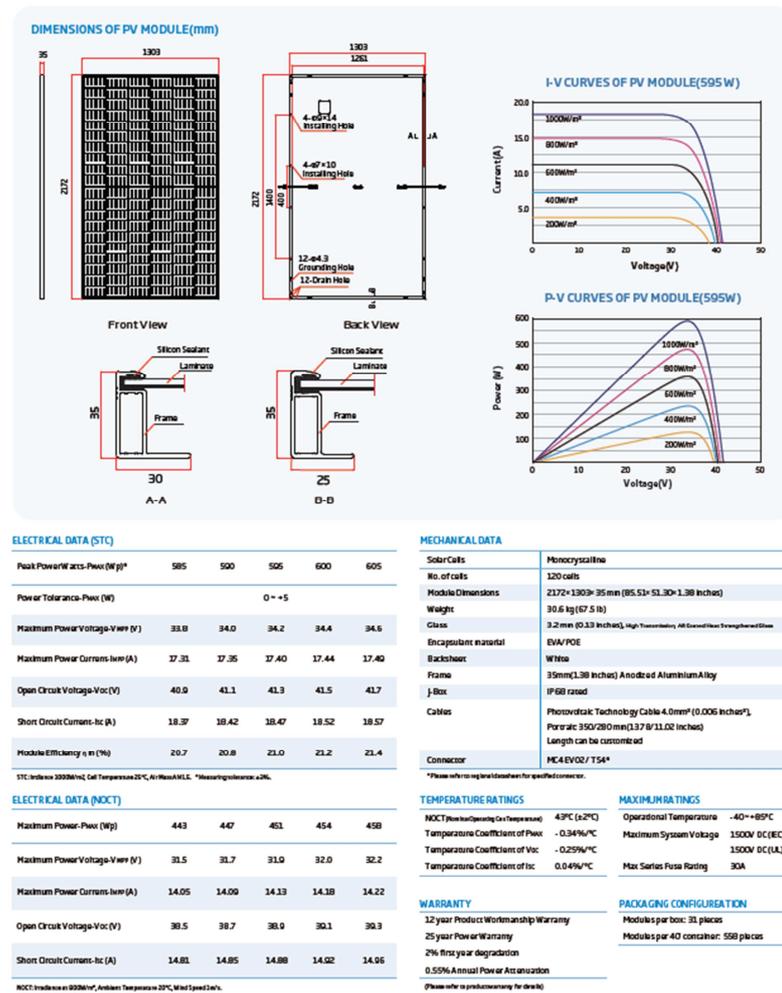


Figura 2 – caratteristiche tecniche, meccaniche e curve I-V

7.2 POWER STATION

La potenza in uscita dai quadri di parallelo stringa confluirà in ingresso lato CC in apposite Power Station preassemblate su skid, così composte:

- il gruppo di conversione statica (inverter)
- quadro BT
- il trafo 0,55/30 kV
- quadro MT
- servizi ausiliari

7.3 CONVERSIONE STATICA CC/CA –

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 5 inverter del produttore "SMA" SUNNY CENTRAL 2500-EV.

I convertitori saranno integrati all'interno di strutture prefabbricate (power station).

7.4 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n.1 cabina di sezionamento ove afferirà, per la messa in parallelo, l'elettrodotto MT che collega in entra-esce le 5 Power Station dislocate all'interno del campo fotovoltaico.

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.

7.4.1 Trasformatori

La trasformazione 0.55/30 kV avverrà per mezzo di trasformatori di adeguata potenza del tipo Dy11, anch'essi integrati all'interno delle power station, che innalzeranno la tensione in uscita dagli inverter alla tensione di rete.

7.4.2 Cabina di sezionamento

Le uscite delle power station confluiranno alla cabina di sezionamento, 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.

7.5 CAVI ELETTRICI

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

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

- 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 interrato e/o per condutture in esterno;
- 3) cavo unipolare tipo FS17 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 FS17, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- 5) cavi unipolari, per posa interrato, 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.

8 IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

8.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto fotovoltaico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 11,304 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 18.840;
- La potenza nominale del modulo fotovoltaico prescelto è pari a 600 Wp;
- La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,600 \times 18.840)/1000 = 11,304 \text{ MWp}$

8.2 POTENZA NOMINALE

La potenza nominale sarà pari a 11,304 MW, coincidente con quella di picco in quanto la scelta dei convertitori è stata fatta per mantenere la potenza nominale degli stessi al di sopra della potenza di generazione per ciascun sottocampo

8.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su n. 942 strutture fisse da 20 moduli fotovoltaici ciascuno, posti in serie, per un totale di 18.840 moduli. Ogni stringa elettrica sarà composta dal collegamento di 30 moduli fotovoltaici, per un totale di 628 stringhe. La ripartizione delle strutture, delle stringhe, dei moduli fotovoltaici e delle potenze installate viene mostrata nella tabella riepilogativa in calce.

n.strutture da 20 MF	stringhe [n.]	MF [n°]	Potenza picco [MW]
942	628	18.840	11,304

8.4 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

L'impianto è stato suddiviso in 16 sottocampi, in funzione delle potenze installate e della dislocazione dei vari campi. Di seguito si riporta la tabella riepilogativa delle potenze per ogni sottocampo

Sottocampo	N stringhe da 30 MF	N strutture da 20 MF	Pannelli/inverter	Potenza di picco singolo inverter [kW]
1	132	198	3960	2376
2	132	198	3960	2376
3	114	171	3420	2052
4	114	171	3420	2052
5	136	204	4080	2448

Nell'immagine in calce viene rappresentata la ripartizione dei sottocampi

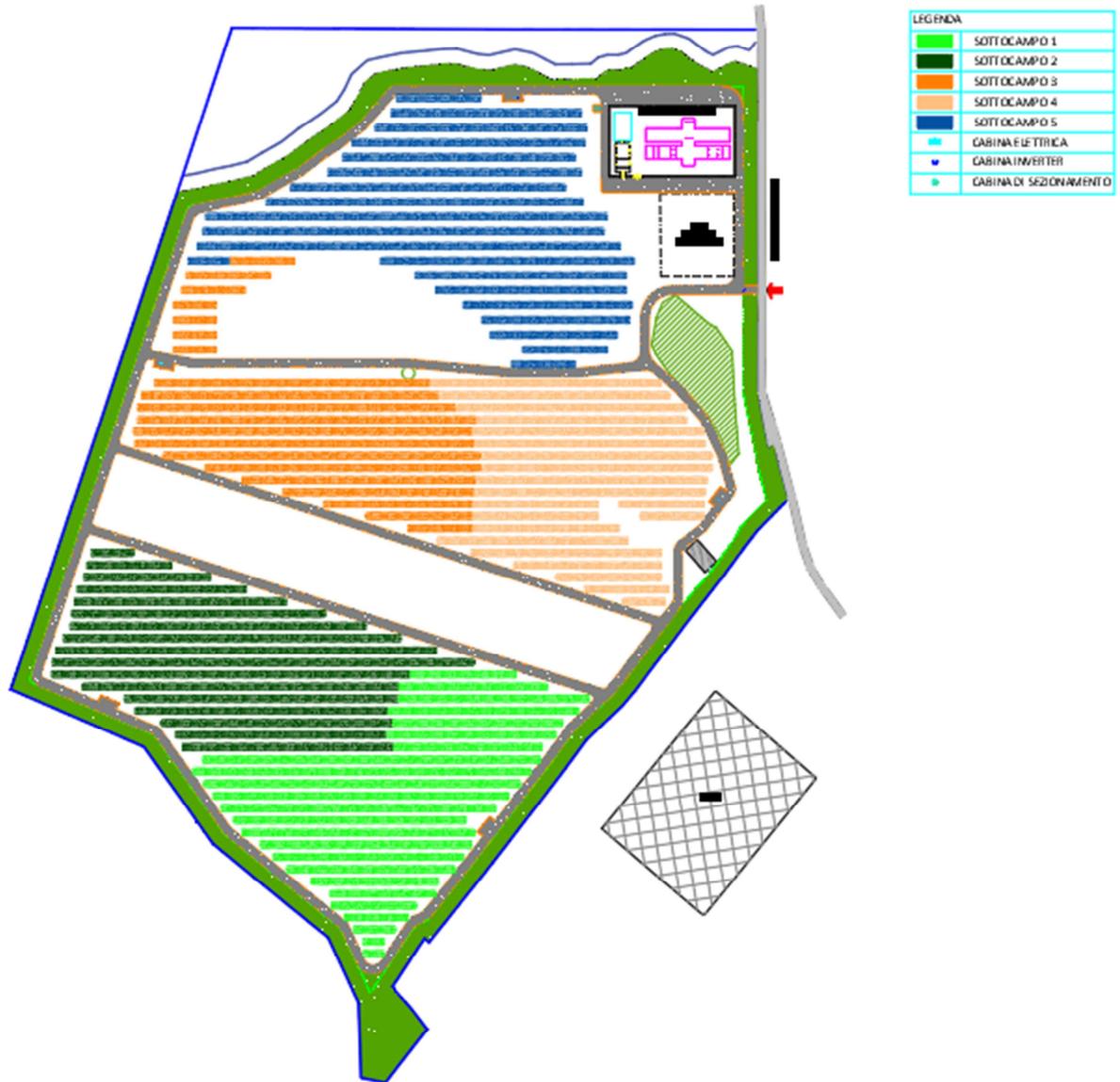


Figura 3- individuazione sottocampi.

8.5 CONFIGURAZIONE STRINGHE

Come già accennato, i 18.840 moduli fotovoltaici saranno collegati in serie in stringhe da 30 MF; ciascuna stringa confluirà ad un quadro di parallelo stringa che sarà collegato in uscita al gruppo di conversione statica. Si riporta in calce il prospetto della ripartizione delle stringhe e degli string Box.

Sottocampo	Stringhe da 30 MF [n.]	Stringbox SMA STRING-COMBINER			Potenza inverter [kVA]	Modello inverter station
		32	24	16		
1	132	0	5	12 input utilizzati	2500	SUNNY CENTRAL 2500-EV
2	132	0	5	12 input utilizzati	2500	SUNNY CENTRAL 2500-EV
3	114	3	18 input utilizzati	0	2500	SUNNY CENTRAL 2500-EV
8	114	3	18 input utilizzati	0	2500	SUNNY CENTRAL 2500-EV
5	136	0	5	1	2500	SUNNY CENTRAL 2500-EV

8.6 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 5 inverter del produttore "SMA" SUNNY CENTRAL 2500-EV.. In calce la configurazione di ciascun inverter, delle stringhe ad essi afferenti e del modello utilizzato:

sottocampo	Stringhe da 30 MF	P inst. [kWp]	inverter mod	pot nom. inv [kVA]	inverter n°
1	132	2376	2500-EV	2500	1
2	132	2376	2500-EV	2500	1
3	114	2052	2500-EV	2500	1
4	114	2052	2500-EV	2500	1
5	136	2448	2500-EV	2500	1

8.7 TRASFORMATORI BT-MT

Ciascuna area di conversione-trasformazione - distribuzione sarà equipaggiata con un trasformatore DY11 di adeguata potenza che innalzerà la tensione al livello MT di distribuzione utente pari a 30 kV. Si riporta in calce il prospetto riportante il rapporto di trasformazione e la potenza di ciascun trafo.

sottocampo	trafo pot [kVA]	rapporto di trasformazione [kV]
1	3150	0,55-30
2	3150	0,55-30
3	2500	0,55-30
4	2500	0,55-30
5	3150	0,55-30

8.8 SSE UTENTE

La linea in uscita dalla cabina di sezionamento confluirà alla stazione di elevazione utente, ove la tensione verrà innalzata a 150 kV. Da qui, attraverso linea in cavo interrata verrà realizzata la connessione alla RTN sulla costruenda SSE terna. La cabina sarà in grado di gestire la potenza nominale dell'impianto e comprenderà sul lato MT, il quadro MT (QMT) con i seguenti scomparti:

- arrivo linea provenienti dal campo fotovoltaico;
- partenza linea e protezione trasformatore BT/MT per servizi ausiliari;
- partenza linea e protezione trasformatore MT/AT

Per la parte AT, saranno installati su piazzale i seguenti elementi:

- trasformatori trifase in olio minerale 150 kV/30 kV Ynd11 con neutro accessibile;
- terna di scaricatori AT, lato utente;
- terna di trasformatori di tensione fiscali;
- terna di trasformatori di corrente fiscali;
- interruttore AT;
- sezionatore di linea di terra AT;
- terna di trasformatori di tensione capacitivi;
- terna di terminali AT.

9 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

9.1 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 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 5**).

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.

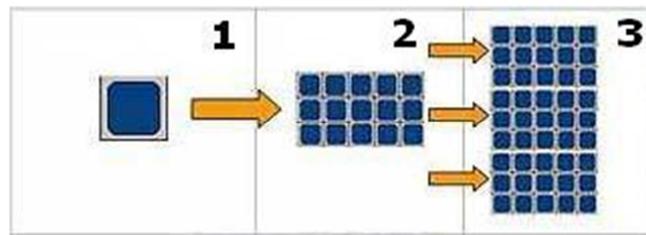


Figura 5- Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

9.2 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 6** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per il sito oggetto dell'Intervento

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	64.0	30.74	8.77	95.8	88.0	0.930	0.912	0.841
February	83.2	41.24	8.67	112.5	104.4	1.096	1.076	0.846
March	130.0	60.87	10.87	155.4	144.5	1.486	1.459	0.831
April	164.1	67.35	13.22	176.7	163.7	1.654	1.624	0.813
May	200.1	76.31	17.21	195.5	180.8	1.794	1.762	0.797
June	201.6	80.86	21.34	188.6	174.1	1.705	1.675	0.786
July	215.7	75.75	25.03	205.3	189.9	1.826	1.795	0.773
August	191.9	70.35	25.43	199.0	184.7	1.773	1.742	0.774
September	148.3	56.88	21.70	171.6	159.3	1.565	1.537	0.792
October	107.0	46.46	18.29	138.2	128.4	1.298	1.165	0.746
November	69.8	34.73	13.77	101.1	92.8	0.968	0.872	0.763
December	58.7	29.28	10.28	90.2	82.6	0.876	0.779	0.764
Year	1634.3	670.84	16.26	1829.9	1693.1	16.970	16.398	0.793

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 36- Bilancio di irraggiamento output PV-Syst

9.3 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.

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

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.

9.4 PRODUCIBILITÀ

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante simulazione con software PV-System.

Nella **Figura 7** seguente è visibile il prospetto di sintesi della produzione prevista dall'impianto fotovoltaico, 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).

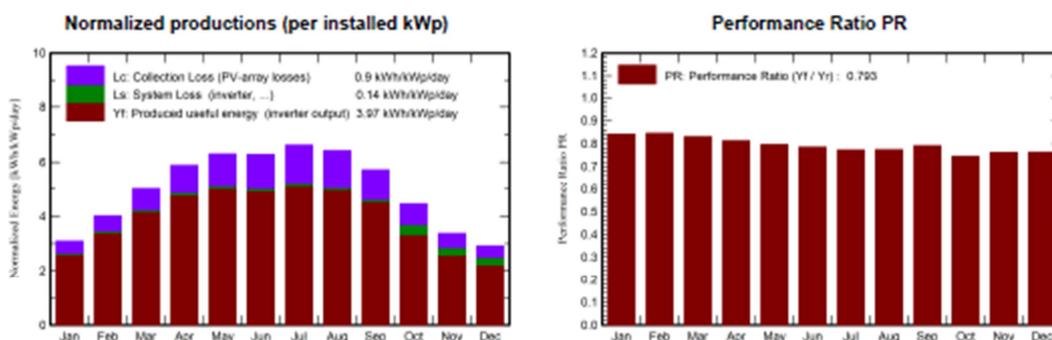


Figura 47- Valori di producibilità output PV-System

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

DATI DI SINTESI	
Producibilità Impianto:	1451 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	79,27 %
Producibilità complessiva (1 anno):	16 GWh/anno

10 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.

10.1 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.

10.2 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.

10.3 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.

10.4 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.

10.5 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.

11 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.

12 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).

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: licodia eubea

Variant: producibilità

Sheds on ground

System power: 11.30 MWp

Case Marineo - Italy

Author

Green Utility SAGL (Switzerland)



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
08/07/22 11:11
with v7.2.16

Green Utility SAGL (Switzerland)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Case Marineo	Latitude 37.19 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 14.68 °E	
	Altitude 503 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Case Marineo		
Meteonorm 8.0 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	
Simulation for year no 1		
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 18840 units	Nb. of units 5 units	
Pnom total 11.30 MWp	Pnom total 12.50 MWac	
	Pnom ratio 0.904	

Results summary

Produced Energy 16 GWh/year	Specific production 1451 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 79.27 %
-----------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10
Predef. graphs	11
P50 - P90 evaluation	16
Cost of the system	17
CO ₂ Emission Balance	18



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
08/07/22 11:11
with v7.2.16

Green Utility SAGL (Switzerland)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition Perez	
Fixed plane		121 units		Diffuse Perez, Meteonorm	
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		Sizes		Circumsolar separate	
		Sheds spacing 5.50 m			
		Collector width 2.63 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR) 47.7 %			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle 22.2 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height 3.2 °		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	SMA
Model	TSM-DE20-600Wp	Model	Sunny Central 2500-EV
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	2500 kWac
Number of PV modules	18840 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	11.30 MWp	Total power	12500 kWac
Array #1 - Sottocampo 1		Array #1 - Sottocampo 1	
Number of PV modules	3960 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2376 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	132 Strings x 30 In series	Operating voltage	850-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.95
Pmpp	2173 kWp		
U mpp	938 V		
I mpp	2318 A		
Array #2 - Sottocampo #2		Array #2 - Sottocampo #2	
Number of PV modules	3960 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2376 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	132 Strings x 30 In series	Operating voltage	850-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.95
Pmpp	2173 kWp		
U mpp	938 V		
I mpp	2318 A		
Array #3 - Sottocampo #3		Array #3 - Sottocampo #3	
Number of PV modules	3420 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2052 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	114 Strings x 30 In series	Operating voltage	850-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.82
Pmpp	1877 kWp		
U mpp	938 V		
I mpp	2002 A		



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
08/07/22 11:11
with v7.2.16

Green Utility SAGL (Switzerland)

PV Array Characteristics

Array #4 - Sottocampo #4			
Number of PV modules	3420 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2052 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	114 Strings x 30 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1877 kWp	Operating voltage	850-1425 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
I mpp	2002 A		
Array #5 - Sottocampo #5			
Number of PV modules	4080 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2448 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	136 Strings x 30 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2239 kWp	Operating voltage	850-1425 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	2388 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	11304 kWp	Total power	12500 kWac
Total	18840 modules	Number of inverters	5 units
Module area	53319 m ²	Pnom ratio	0.90

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %			
		Uc (const)	20.0 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	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
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): 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
Spectral correction								
FirstSolar model								
Precipitable water estimated from relative humidity								
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
08/07/22 11:11
with v7.2.16

Green Utility SAGL (Switzerland)

DC wiring losses

Global wiring resistance 1.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Sottocampo 1

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 7.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 7.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
 7.3 days,
 3 periods



Horizon definition

Orizzonte dal servizio web Meteonorm, lat=37,1911, lon=14,68

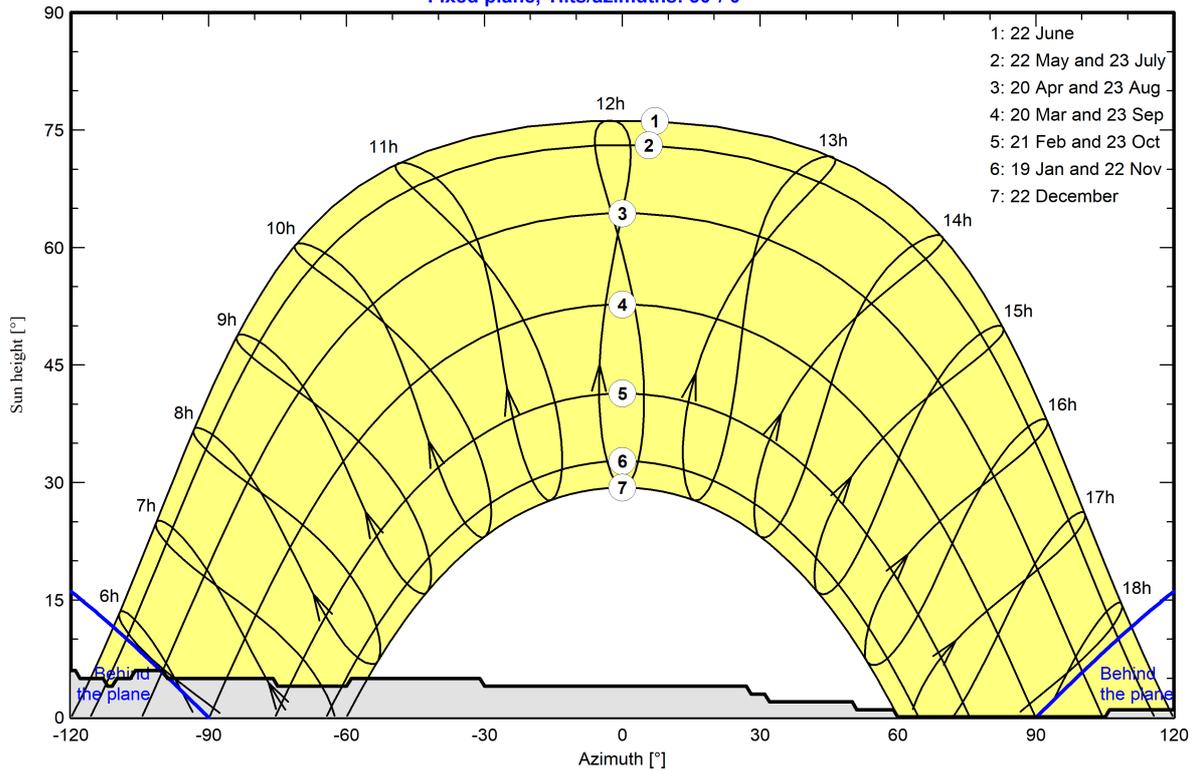
Average Height 3.2 ° Albedo Factor 0.82
Diffuse Factor 0.98 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-176	-175	-166	-165	-158	-157	-154	-153	-145	-144	-135	-134
Height [°]	5.0	5.0	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0
Azimuth [°]	-130	-129	-119	-118	-113	-112	-111	-110	-107	-106	-100	-99	-76
Height [°]	5.0	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0	5.0	5.0
Azimuth [°]	-75	-60	-59	-31	-30	27	28	31	32	50	51	59	60
Height [°]	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0
Azimuth [°]	105	106	149	150	159	160	171	172	178	179			
Height [°]	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0			

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

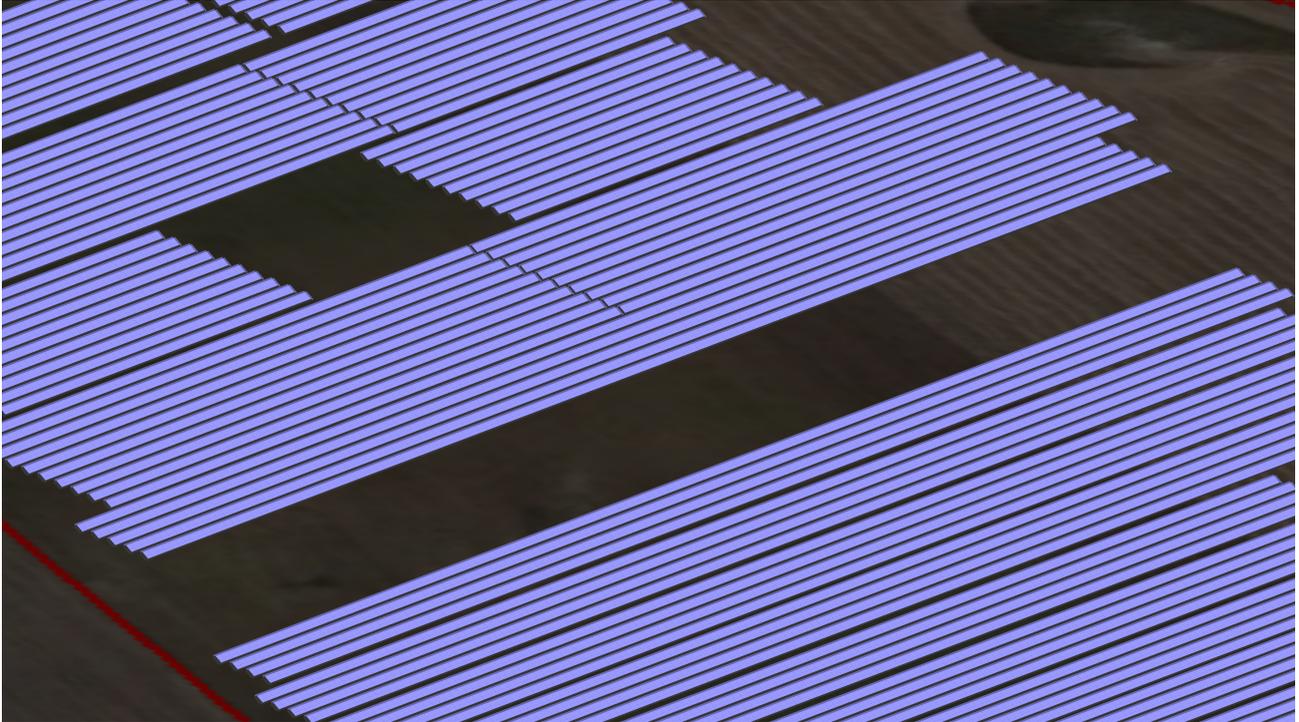
Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°





Near shadings parameter

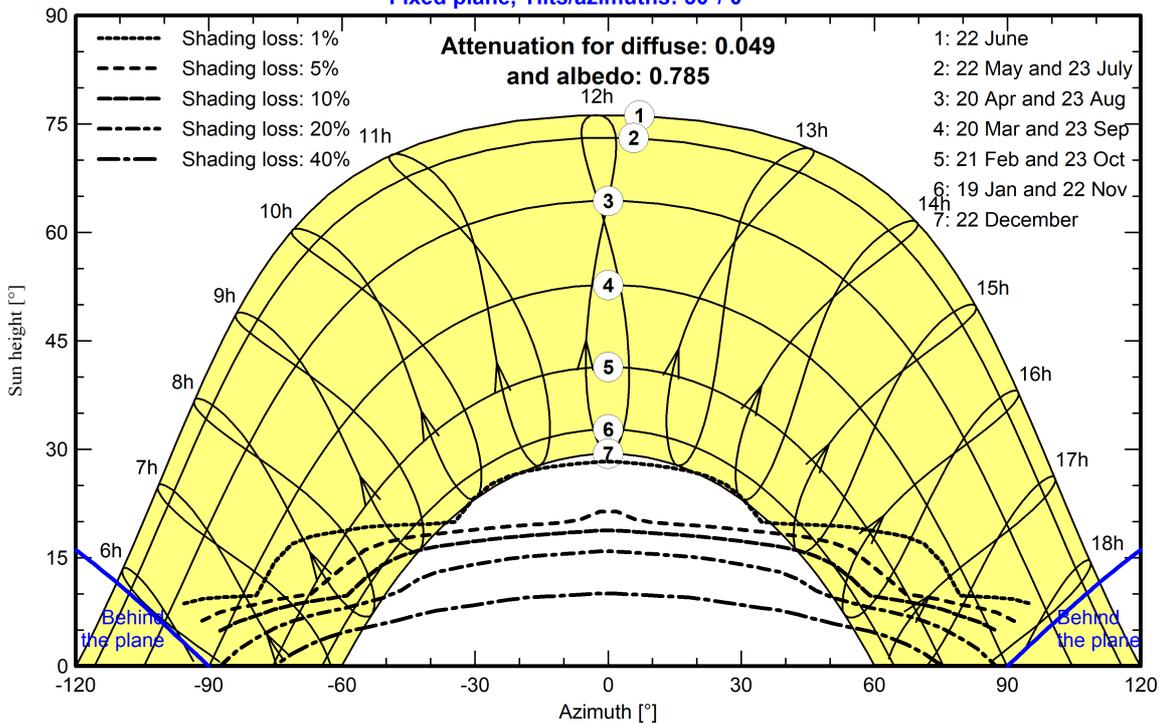
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°





Main results

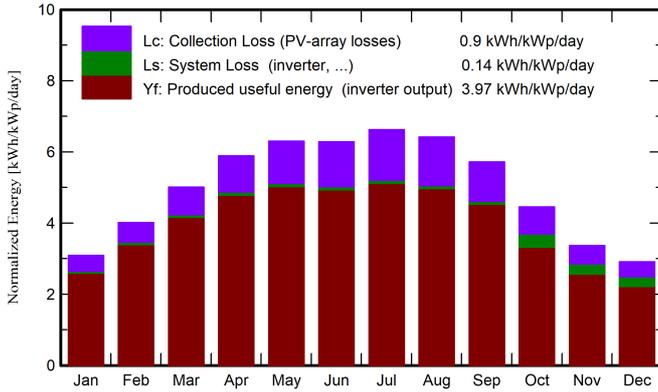
System Production

Produced Energy 16 GWh/year

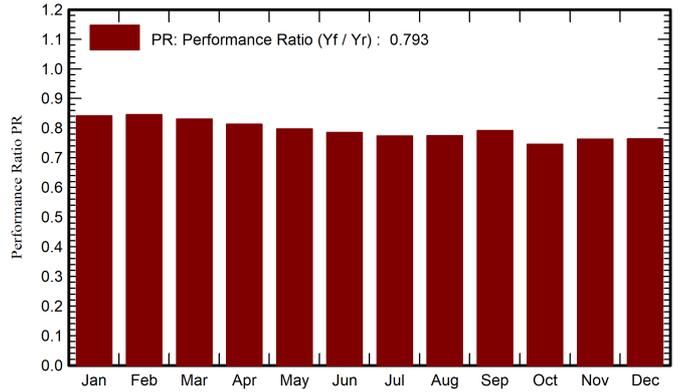
Specific production
Performance Ratio PR

1451 kWh/kWp/year
79.27 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

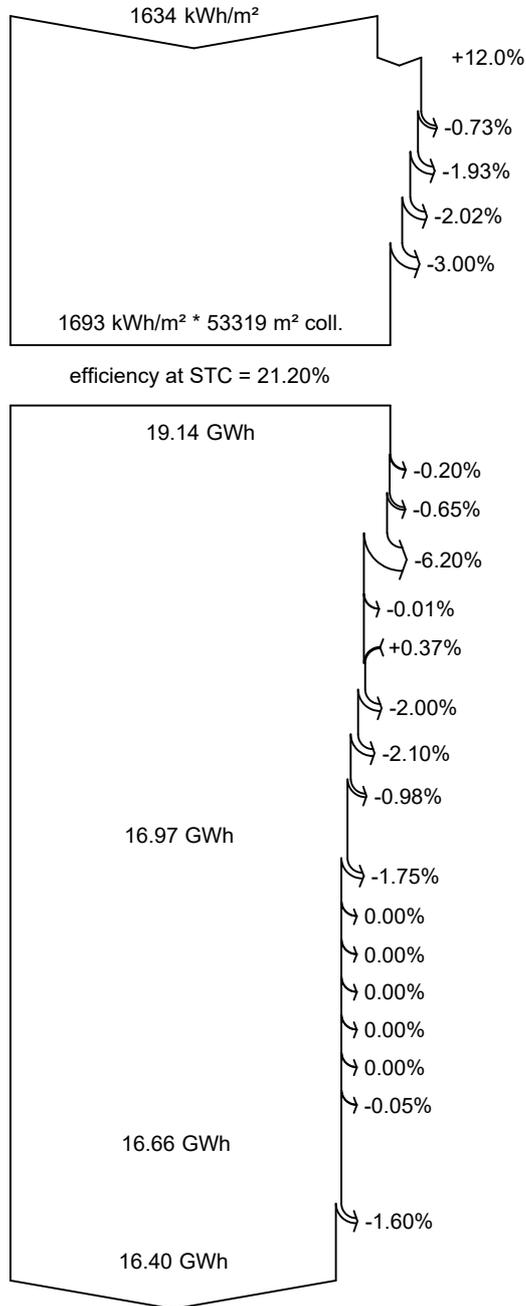
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	64.0	30.74	8.77	95.8	88.0	0.930	0.912	0.841
February	83.2	41.24	8.67	112.5	104.4	1.096	1.076	0.846
March	130.0	60.87	10.87	155.4	144.5	1.486	1.459	0.831
April	164.1	67.35	13.22	176.7	163.7	1.654	1.624	0.813
May	200.1	76.31	17.21	195.5	180.8	1.794	1.762	0.797
June	201.6	80.86	21.34	188.6	174.1	1.705	1.675	0.786
July	215.7	75.75	25.03	205.3	189.9	1.826	1.795	0.773
August	191.9	70.35	25.43	199.0	184.7	1.773	1.742	0.774
September	148.3	56.88	21.70	171.6	159.3	1.565	1.537	0.792
October	107.0	46.46	18.29	138.2	128.4	1.298	1.165	0.746
November	69.8	34.73	13.77	101.1	92.8	0.968	0.872	0.763
December	58.7	29.28	10.28	90.2	82.6	0.876	0.779	0.764
Year	1634.3	670.84	16.26	1829.9	1693.1	16.970	16.398	0.793

Legends

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



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #1)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

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

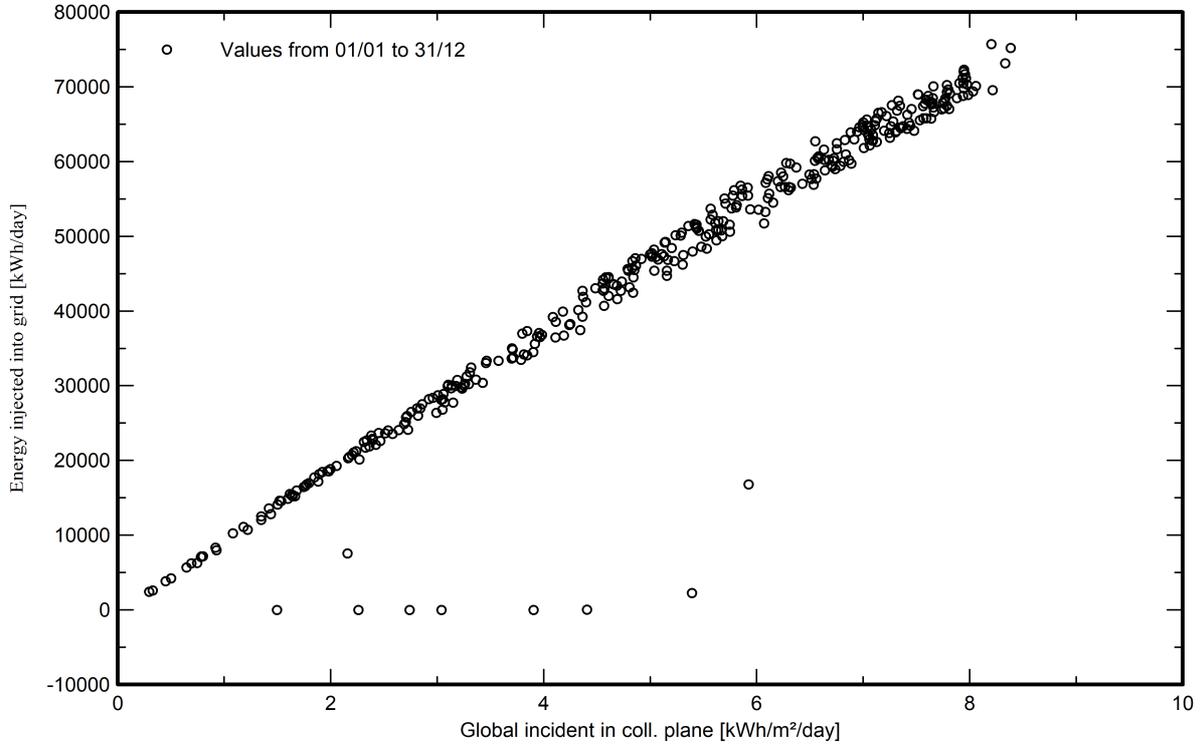
System unavailability

Energy injected into grid

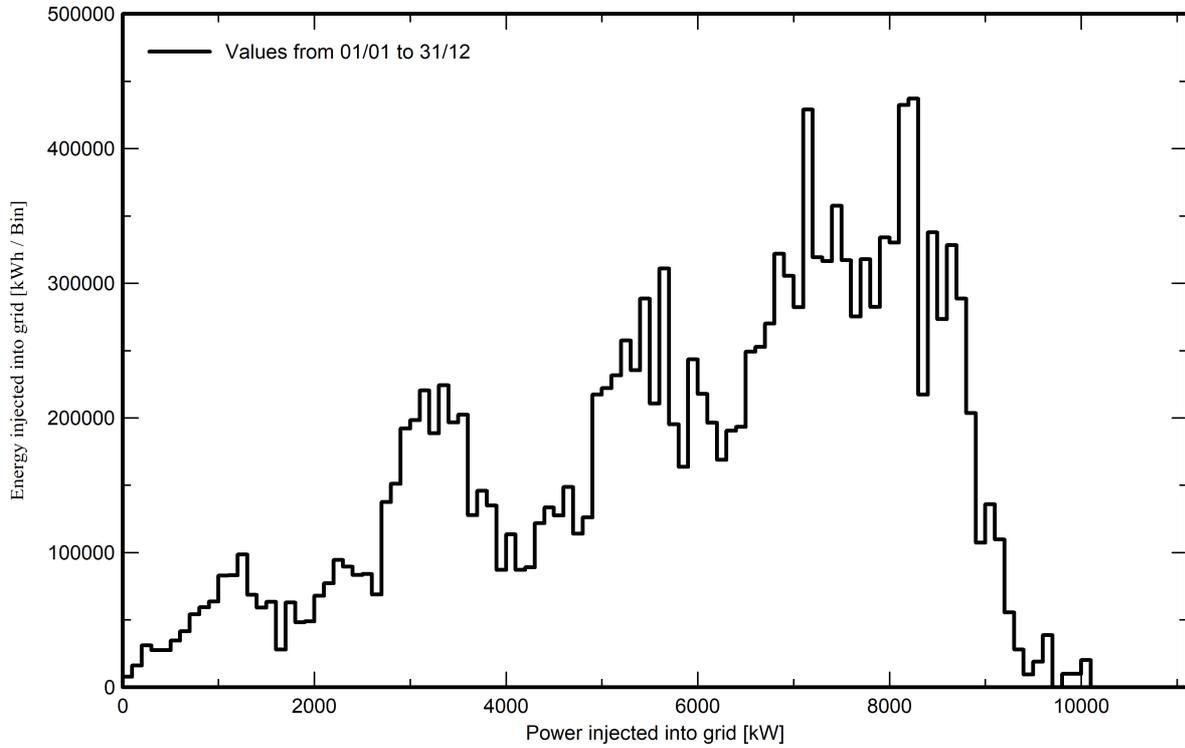


Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



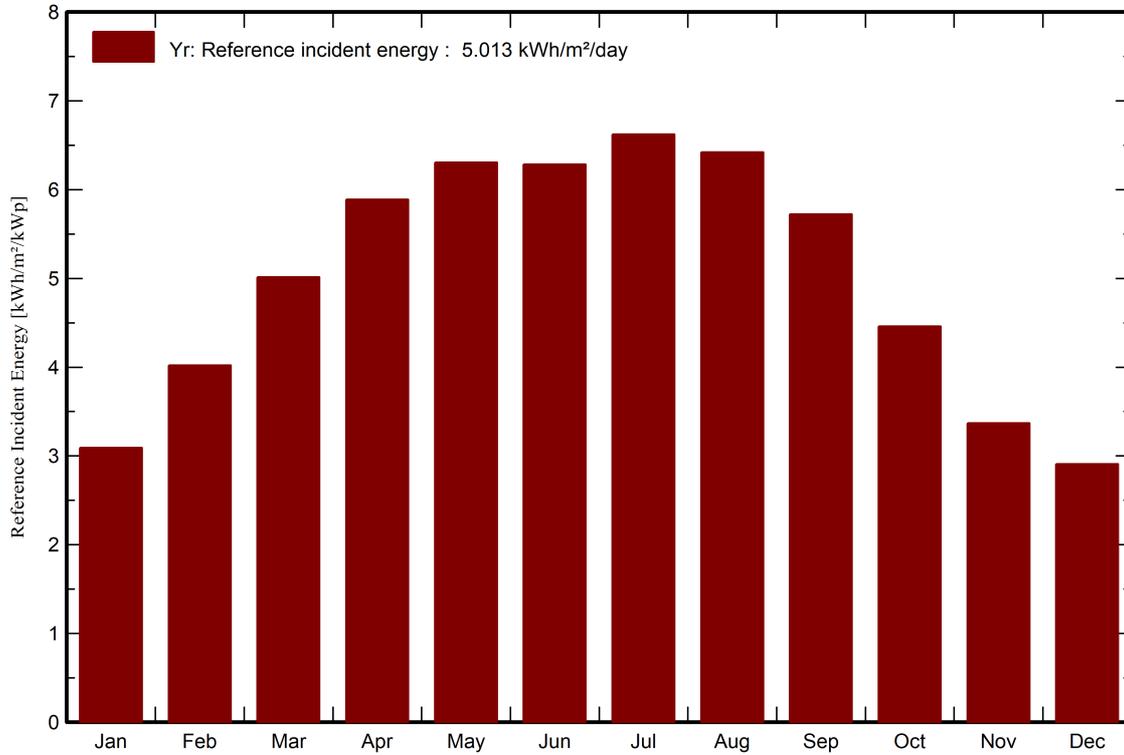
Distribuzione potenza in uscita sistema



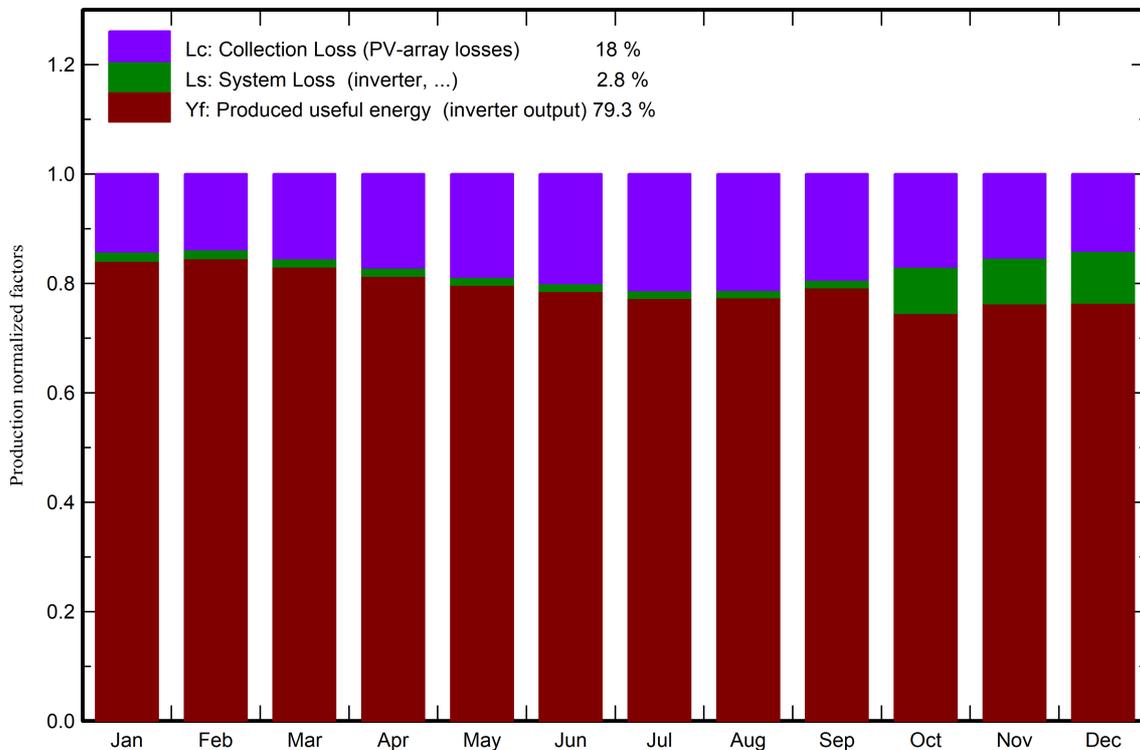


Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



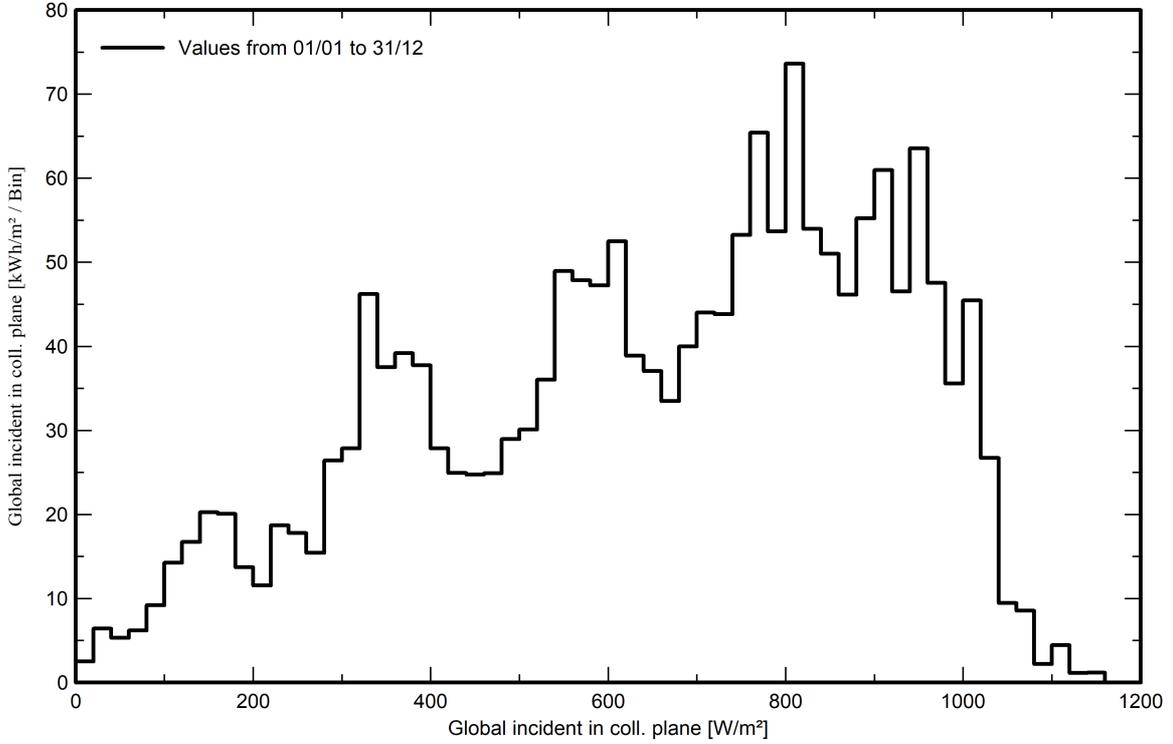
Fattori normalizzati di produzione e di perdita



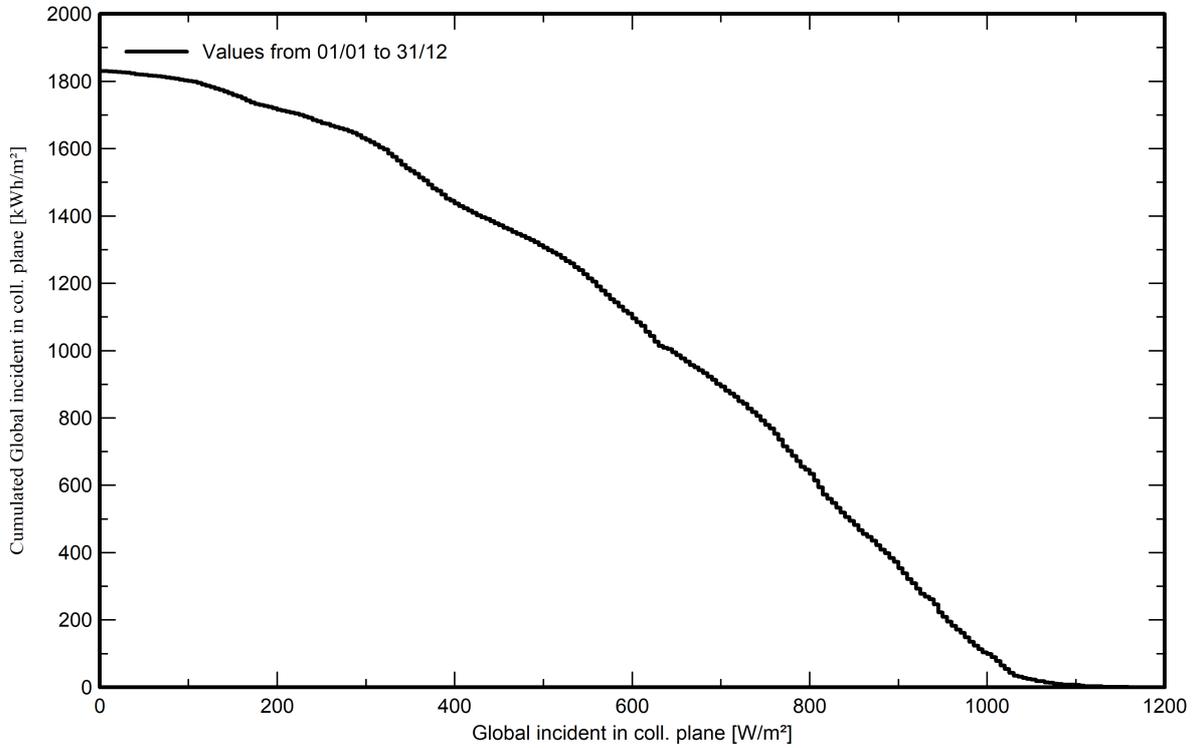


Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



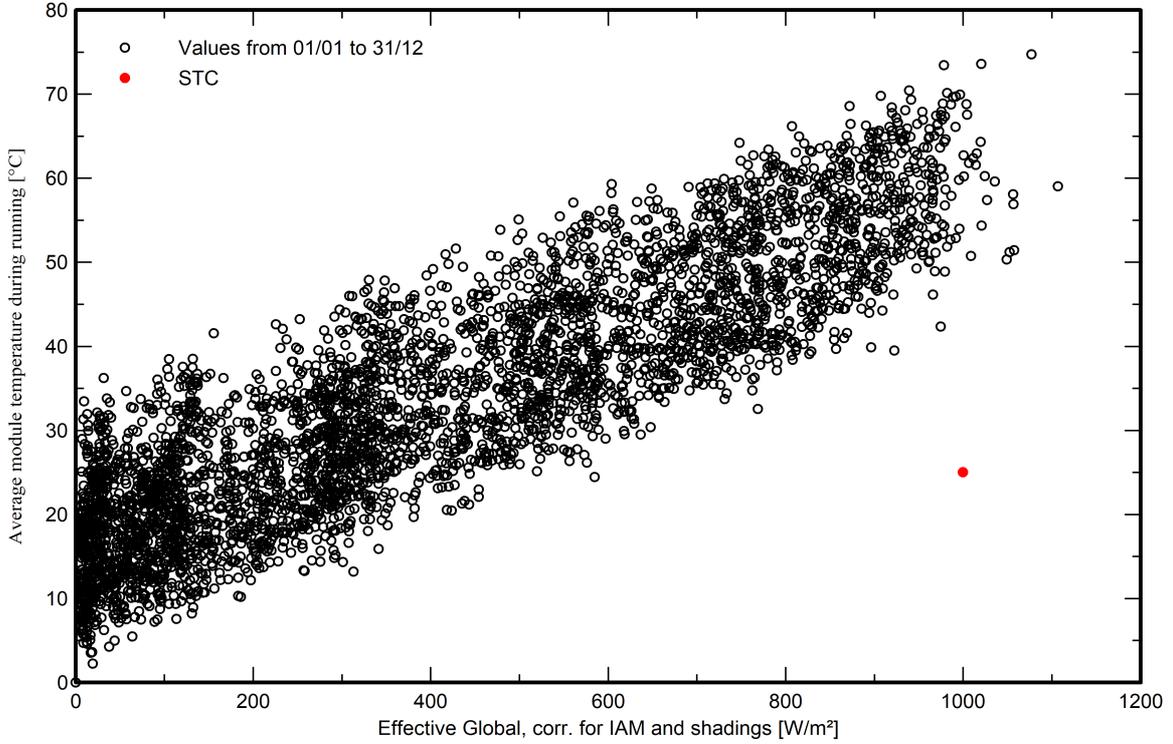
Coda della distribuzione di irradiazione incidente



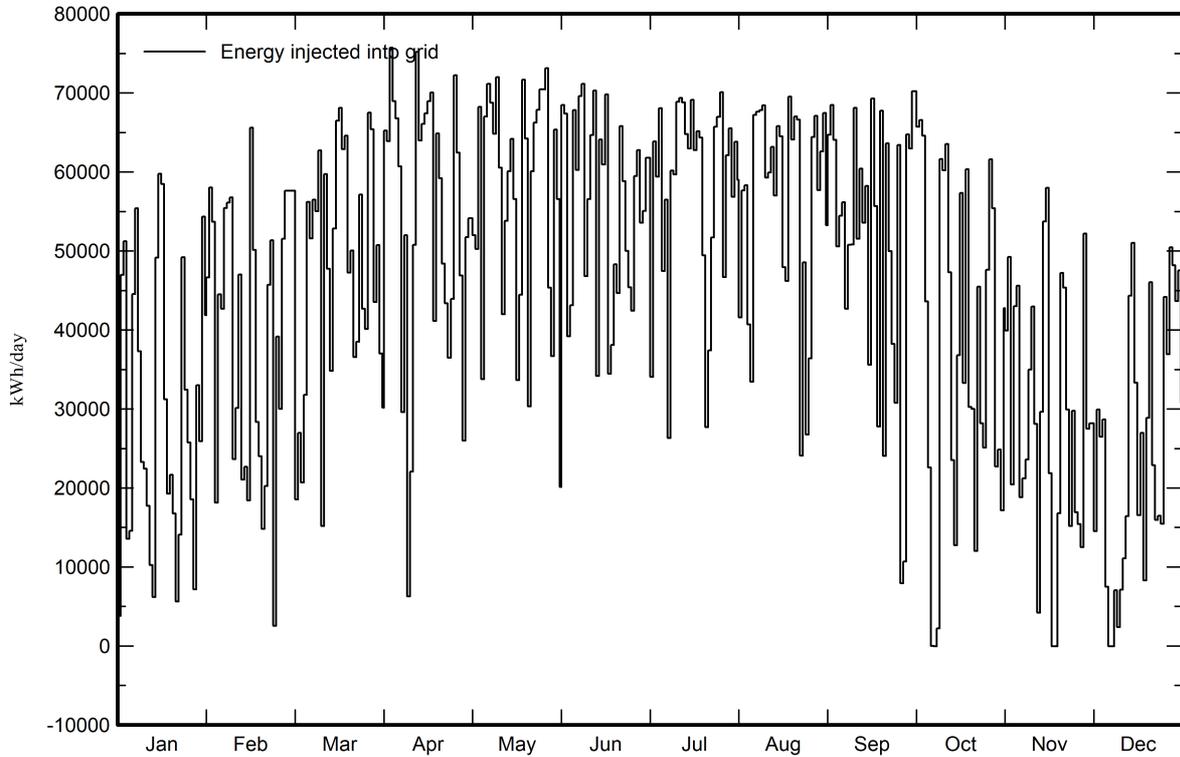


Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace



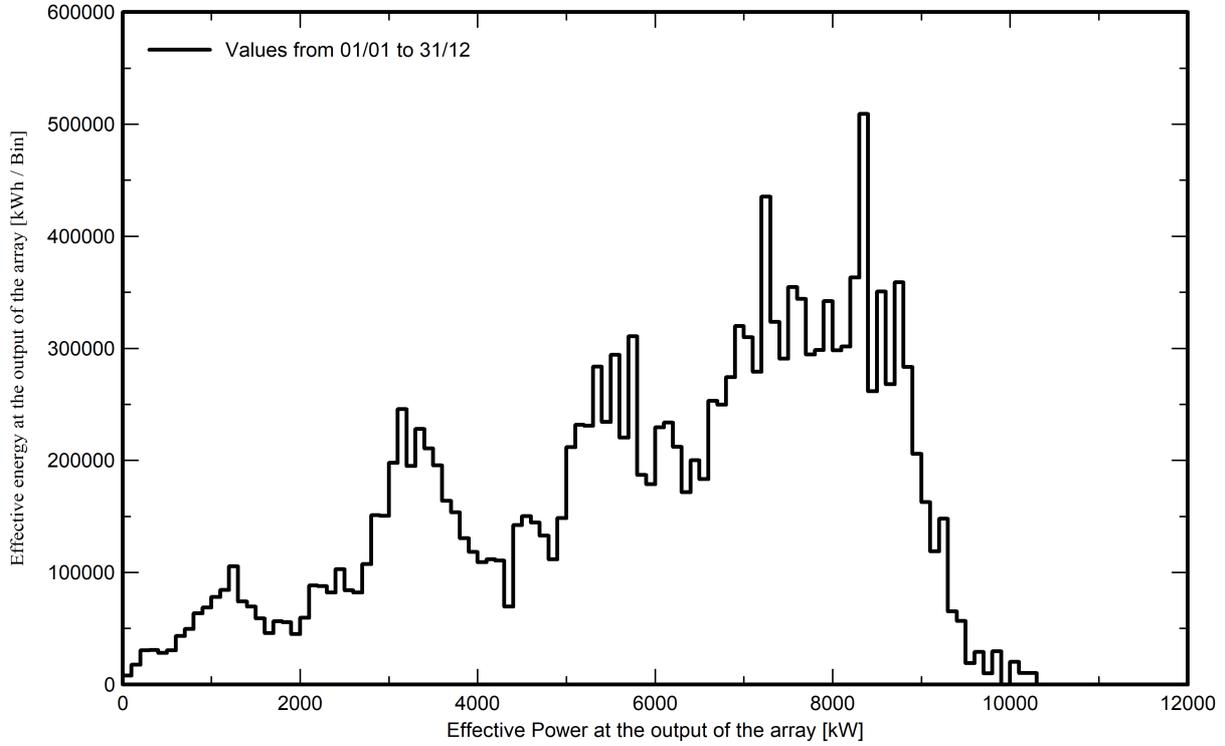
Energia giornaliera in uscita sistema



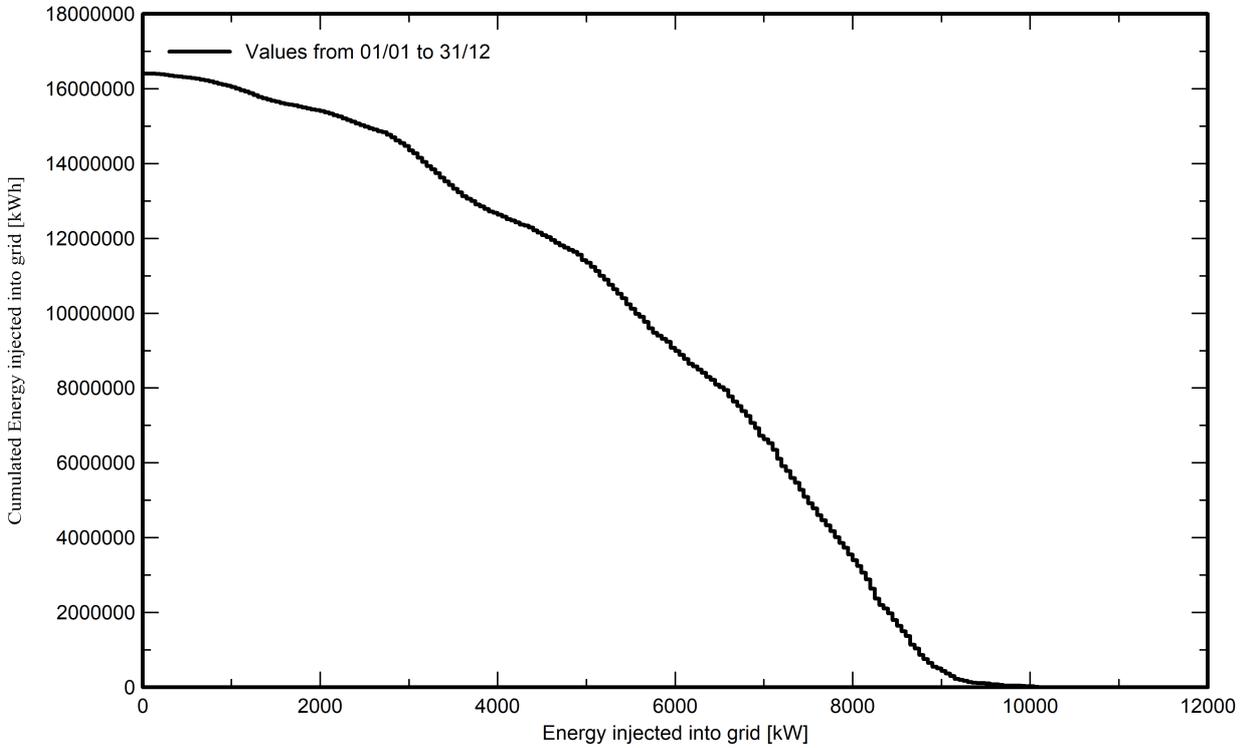


Predef. graphs

Distribuzione potenza dell'impianto



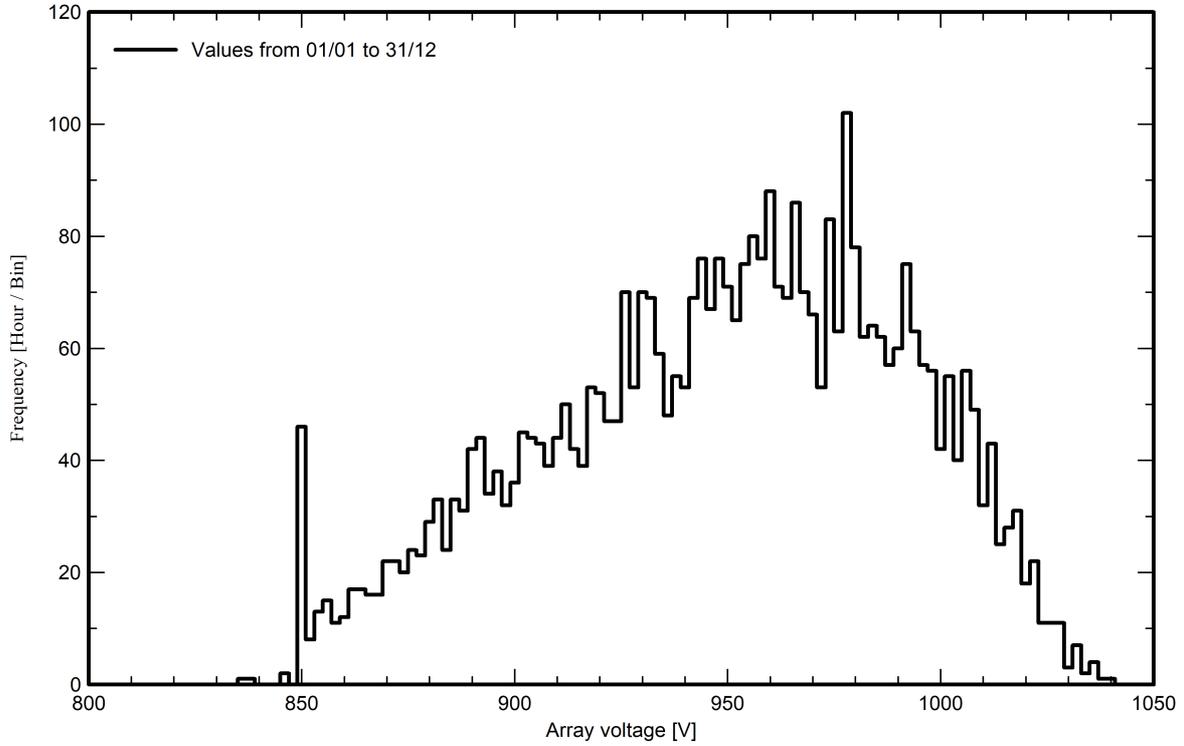
Coda della distribuzione della potenza in uscita



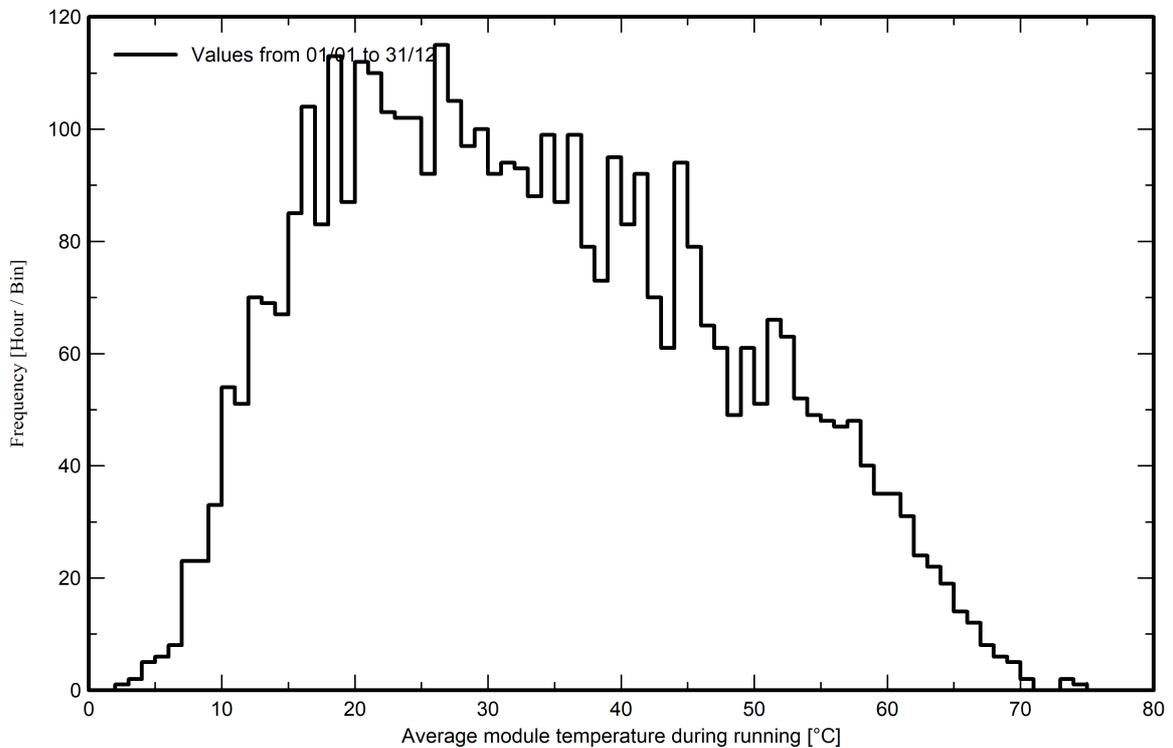


Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto





P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.0 (1989-2003), Sat=100%
Kind Monthly averages
Sintetico - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.9 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 4.3 %

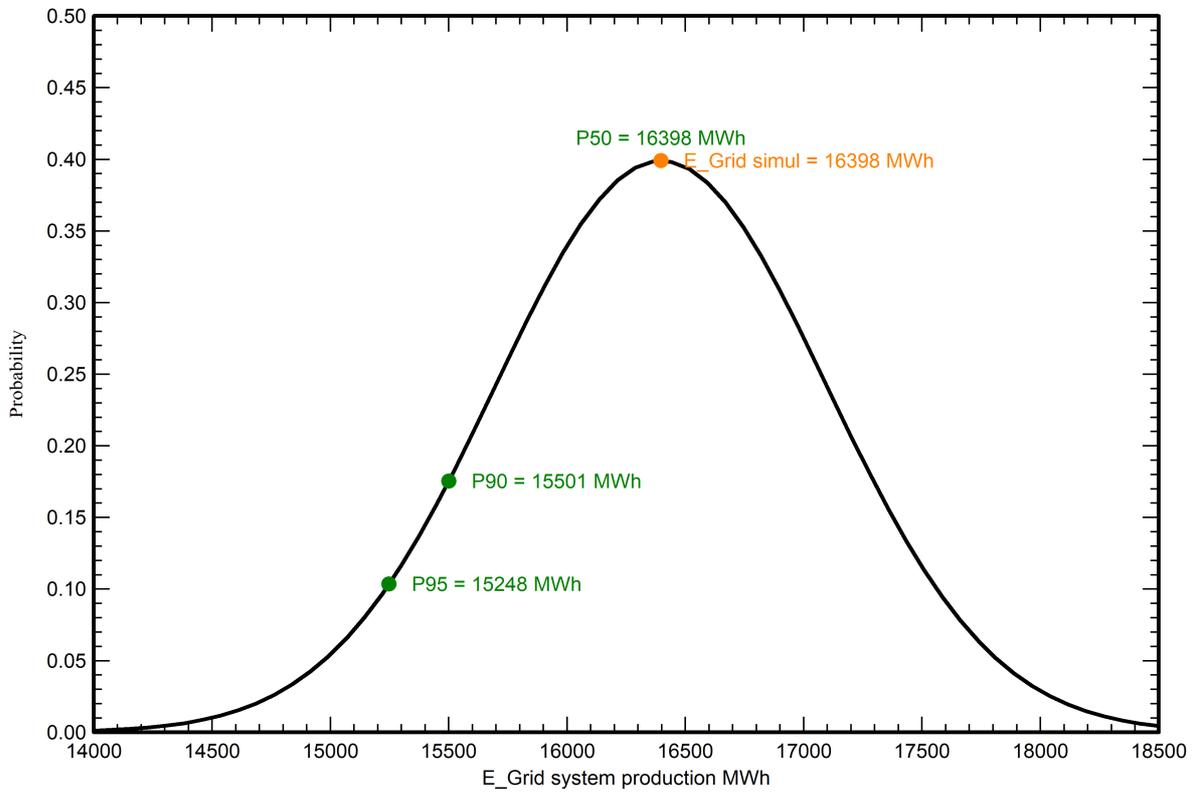
Simulation and parameters uncertainties

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 700 MWh
P50 16398 MWh
P90 15501 MWh
P95 15248 MWh

Probability distribution





Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Total			0.00
Depreciable asset			0.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

System summary

Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Produced Energy	16398 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.000 EUR/kWh



CO₂ Emission Balance

Total: 160359.0 tCO₂

Generated emissions

Total: 20192.14 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 208088.4 tCO₂

System production: 16397.82 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

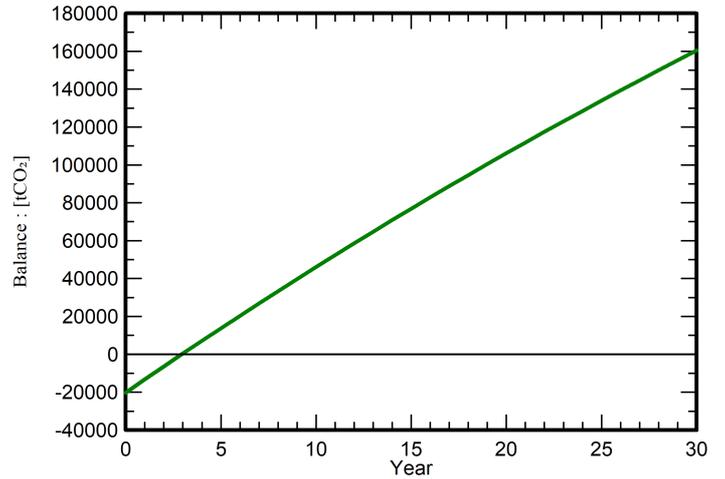
Source: IEA List

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	11304 kWp	19360587
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	188400 kg	829374
Inverters	436 kgCO ₂ /units	5.00 units	2181