

REGIONE SICILIA

Provincia di Catania

COMUNE DI RAMACCA



AGROVOLTAICO CONTRADA ALBOSPINO

OGGETTO	PROGETTO DEFINITIVO	00-AGCA-PR.00
ELABORATO	RELAZIONE TECNICA GENERALE	CODICE ELABORATO

PROGETTO	IMPIANTO DENOMINATO "AGROVOLTAICO CONTRADA ALBOSPINO", DI POTENZA DI GENERAZIONE PARI A 51,89 MWp, POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 50 MW E POTENZA DEL SISTEMA DI ACCUMULO PARI A 10 MW, SITO IN LOCALITA' ALBOSPINO COMUNE DI RAMACCA (CT)
----------	---

Data	Revisione	Descrizione	Elaborazione	Verifica
Marzo 2022	00	Emissione per procedura di VIA	G.Vicino	G.Vicino

PROPONENTE	 FRI-EL SOLAR S.r.l. Piazza del Grano 3 - 39100 Bolzano (BZ) P.IVA 02023090380 +39 0471324210 - fri-elsolar@legalmail.it
------------	--

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

SCALA:

FORMATO: A4

INDICE GENERALE

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	5
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali.....	6
8.1	Moduli fotovoltaici	6
8.2	Inseguitori Monoassiali.....	8
8.3	Strutture fisse.....	8
8.4	Conversione statica cc/ca –	9
8.5	Cabine elettriche	9
8.5.1	Trasformatori	9
8.5.2	Shelter Box	9
8.6	Cavi elettrici	10
9	impianto fotovoltaico – caratteristiche di dettaglio	11
9.1	potenza di picco.....	11
9.2	potenza in immissione.....	11

RELAZIONE TECNICA GENERALE

9.3	Generatore in corrente continua	11
9.4	Campi fotovoltaici	11
9.5	Definizione sottocampi	13
9.6	Sezioni	15
9.7	Configurazione stringhe	17
9.8	Configurazione inverter	18
9.9	Trasformatori BT-MT	19
9.10	SSE utente	20
9.11	Storage	20
10	Dimensionamento e producibilità	22
10.1	Effetto fotovoltaico	22
10.2	Irraggiamento sul piano dei moduli	23
10.3	Perdite di sistema	25
10.4	Producibilità	27
11	Misure di protezione e sicurezza	29
11.1	Protezione dai contatti diretti	29
11.2	Protezione dai contatti indiretti	29
11.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti	30
11.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	30
11.5	impianto di messa a terra	30
12	compatibilita' elettromagnetica (EMC)	30
13	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	31

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto agrovoltaico denominato "Agrovoltaico contrada Albospino" di potenza di generazione pari a 51,89 MWp, potenza in immissione pari a 50 MW e potenza del sistema di accumulo pari a 10 MW da installare nel Comune di Ramacca (CT), c.da Albospino. Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: FRI-EL SOLAR S.R.L.

Sede legale: Piazza del Grano 3, 39100 – Bolzano (BZ)

P.Iva: 02023090380

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: Comune Ramacca (CT), c.da Albospino.

Coordinate geografiche:

- Latitudine 37°27'44.91"N, Longitudine 14°35'24.53"E;
- Quota altimetrica media 250 m s.l.m.

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



Ortofoto con evidenza del poligono dell'area di progetto

In calce si riporta il piano particellare relativo all'area di impianto (NCEU del Comune di Ramacca (CT)).

- Foglio 76 part.lla: 11 – 38 – 51 – 102 – 103 – 104 – 94 – 17 – 18 – 122 – 46 – 62 – 63 – 90 – 58 – 59 – 49 – 126 – 131 – 133 – 135 - 130 -132 – 136 – 81 – 20 – 21 – 128 – 32 – 91 – 127 – 55 – 56 – 57 – 36 – 47 – 142 – 13 – 14 – 19 – 116 – 54 – 1 – 23;
- Foglio 36 part.lla: 80 – 103 – 110 – 47 – 5 – 76 – 118 – 117 – 79 – 102.

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Dati generali dell'impianto fotovoltaico:

- + Numero di moduli fotovoltaici: 77.448 MF
- + Tipologia di modulo fotovoltaico: HiKu7 mono 670
- + Potenza modulo fotovoltaico: 670 W
- + Potenza di generazione dell'impianto: 51,89016 MW_p
- + Inverter utilizzati: INGECON SUN B Series
- + Numero di inverter: 37
- + Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV)

Tipologia di installazione:

- + Impianto a terra con
 - o inseguitori solari mono-assiali di tipo "SOLTEC SF7"
 - o Strutture Fisse

Dati generali producibilità annua stimata:

- + Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - o Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
 - o Strutture fisse Azimut 0°, tilt 30°
- + Rendimento energetico impianto stimato:
 - o Inseguitori solari: 80,50%
 - o Strutture fisse: 81,41 %
- + Producibilità specifica, per il 1° anno:
 - o Inseguitori solari: 1812 kWh/kWp/anno
 - o Strutture fisse: 1645 kWh/kWp/anno
- + Producibilità totale impianto, per il 1° anno: 92,18 GWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiamonte Gulfi- Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna. (Codice Pratica TERNA 202100718)

6 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 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 fotovoltaico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche di seguito elencate.

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

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

❖ Norme CEI:

- ✚ CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- ✚ CEI 64-8 parte 7, sezione 712: i sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- ✚ CEI 11-20;V1: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✚ CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) – caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

- ✚ CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- ✚ CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- ✚ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- ✚ CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- ✚ CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini;
- ✚ CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✚ UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici; dati climatici;
- ✚ CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica – composizione, precisione e verifica;
- ✚ CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.);

8 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale.

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

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

La scelta della componentistica è stata effettuata sulla base di quello che alla data odierna risulta essere il miglior compromesso tecnologico alla funzionalità dell'impianto; data la rapida evoluzione del mercato correlato alle energie rinnovabili, non si esclude che "i materiali indicati nei paragrafi seguenti (eg. inverter, moduli e tracker), in fase di progettazione esecutiva e di commissioning possano variare a seconda della disponibilità di mercato e dell'avanzamento tecnologico.

8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

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

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

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.



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

La tipologia idonea di inseguitori è stata individuata nel modello SF7 del produttore SOLTEC.

8.3 STRUTTURE FISSE

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture in acciaio zincato opportunamente dimensionate per ospitare ciascuna due file di moduli da 14 e permetterne il posizionamento con azimut 0° e tilt 30° . Tale soluzione realizzativa permette di alloggiare una intera stringa su ciascuna struttura. Il piazzamento così realizzato garantisce una esposizione del modulo ottimale al recepimento della radiazione solare anche nelle zone ove l'orografia risulta più impervia

8.4 CONVERSIONE STATICA CC/CA –

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 37 inverter del produttore "INGETEAN" Modello INGECON SUN B series per la sezione di produzione; per la sezione di storage verranno utilizzati n.4 inverter del produttore "INGETEAN" Modello INGECON SUN STORAGE 3 POWER C Series

I convertitori saranno alloggiati all'interno di shelter Box in corrispondenza delle aree di trasformazione conversione - distribuzione

8.5 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n.5 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dalle varie sezioni.

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 min n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.5.1 Trasformatori

La trasformazione bt-MT avverrà per mezzo di trasformatori di adeguata potenza del tipo Dy11; questi saranno del tipo in olio e saranno pertanto ubicati su idonee vasche di contenimento equipaggiate con appositi sistemi di estinzione incendi

8.5.2 Shelter Box

Le apparecchiature elettriche (inverter, quadri bt, Quadri MT, Quadri AUX) saranno installate all'interno di appositi shelter Box installati nelle aree di conversione-trasformazione-distribuzione. Gli shelter avranno le seguenti caratteristiche:

- lamiera grecata su pareti e tetto,
- Struttura fatta da profili presso piegati saldati agli 8

- Blocchi d'angolo,
- trama di traversine "C" a sostegno pavimento

8.6 CAVI ELETTRICI

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

- 1) cavo "solar" tipo H1Z2Z2-K, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- 2) cavo unipolare tipo FG16 0,6/1 kV o multipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni 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 36 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 FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

9.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto fotovoltaico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 51,89016 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 77.448;
- ✚ La potenza nominale del modulo fotovoltaico prescelto è pari a 670 Wp;
- ✚ La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,670 \times 77.448)/1000 = 51,89016$ MWp

9.2 POTENZA IN IMMISSIONE

La potenza in immissione sarà pari a 50,00 MW in ottemperanza al preventivo di connessione TERNA
Codice Pratica: 202100718

9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su:

- 1085 inseguitori monoassiali (tracker) da 56 moduli fotovoltaici
- 596 strutture fisse da 28 moduli fotovoltaici

Su ciascun tracker saranno installate n.2 stringhe da 28 MF mentre le strutture fisse ospiteranno una stringa da 28 MF ciascuna. In totale si prevede l'installazione di 77.448 MF. In calce si riporta la ripartizione del generatore in funzione delle varie tipologie di strutture

Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	pot installata [kWp]
Inseguitori monoassiali	1085	60760	40.709,20
Strutture fisse	596	16688	11.180,96

9.4 CAMPI FOTOVOLTAICI

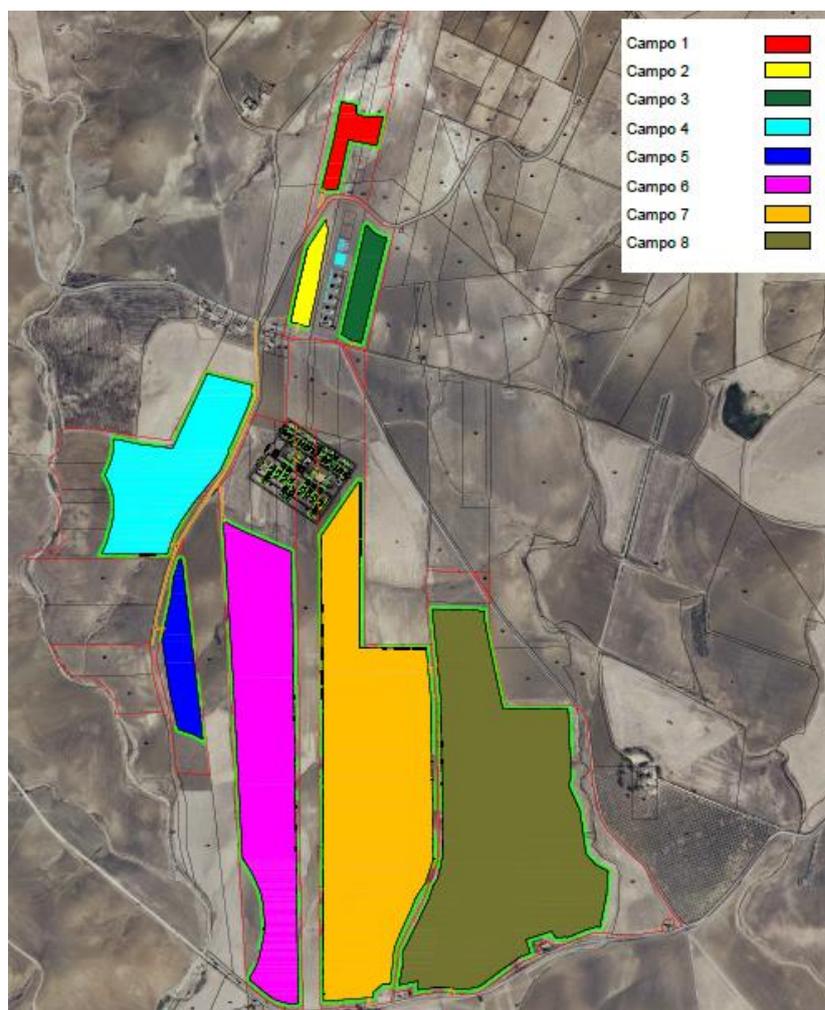
La potenza installata sarà distribuita in 8 campi fotovoltaici delimitati; i campi risultano contigui e separati fisicamente tra loro dalla viabilità esistente.

Si riporta in tabella la distribuzione delle potenze per ciascun campo fotovoltaico

RELAZIONE TECNICA GENERALE

campo	tracker [n°]	strutture fisse [n°]	MF [n°]	P inst. [kWp]
1	25		1400	938
2	24		1344	900,48
3	42		2352	1.575,84
4	132		7392	4.952,64
5	31		1736	1.163,12
6	250	130	17640	11.818,8
7	168	466	22456	15.045,52
8	413		23128	15.495,76

Si riporta stralcio planimetrico della definizione dei campi FV



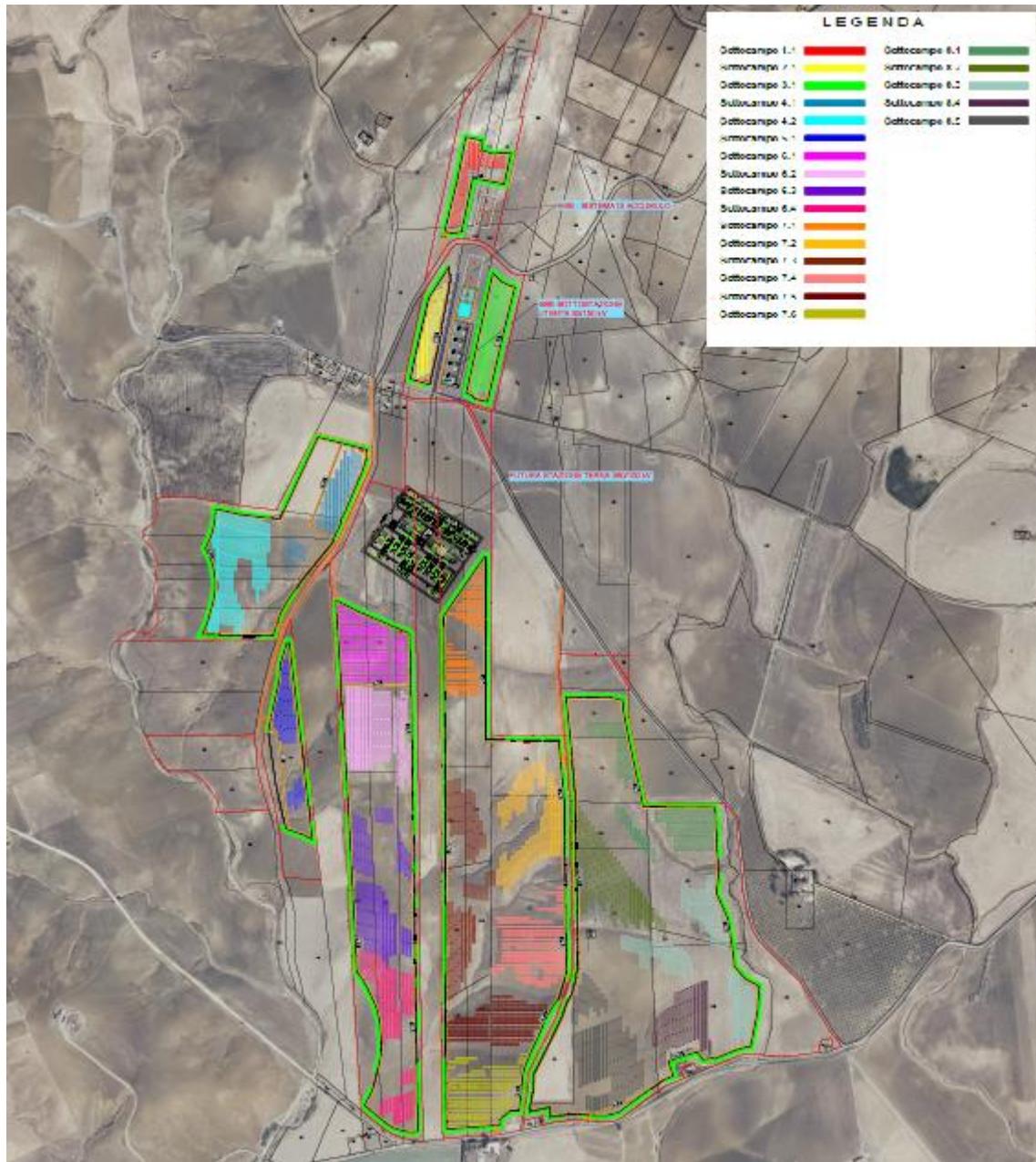
RELAZIONE TECNICA GENERALE**9.5 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI**

L'impianto è stata suddiviso in 21 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	tracker [n°]	strutture fisse [n°]	MF [n°]	P inst. [kWp]
1,1	25		1400	938,00
2,1	24		1344	900,48
3,1	42		2352	1.575,84
4,1	42		2352	1.575,84
4,2	90		5040	3.376,80
5,1	31		1736	1.163,12
6,1		130	3640	2.438,80
6,2	91		5096	3.414,32
6,3	89		4984	3.339,28
6,4	70		3920	2.626,40
7,1		91	2548	1.707,16
7,2	79		4424	2.964,08
7,3	89		4984	3.339,28
7,4		139	3892	2.607,64
7,5		114	3192	2.138,64
7,6		122	3416	2.288,72
8,1	74		4144	2.776,48
8,2	89		4984	3.339,28
8,3	89		4984	3339,28
8,4	56		3136	2101,12
8,5	105		5880	3939,6

Nell'immagine seguente viene rappresentata la ripartizione dei sottocampi

RELAZIONE TECNICA GENERALE



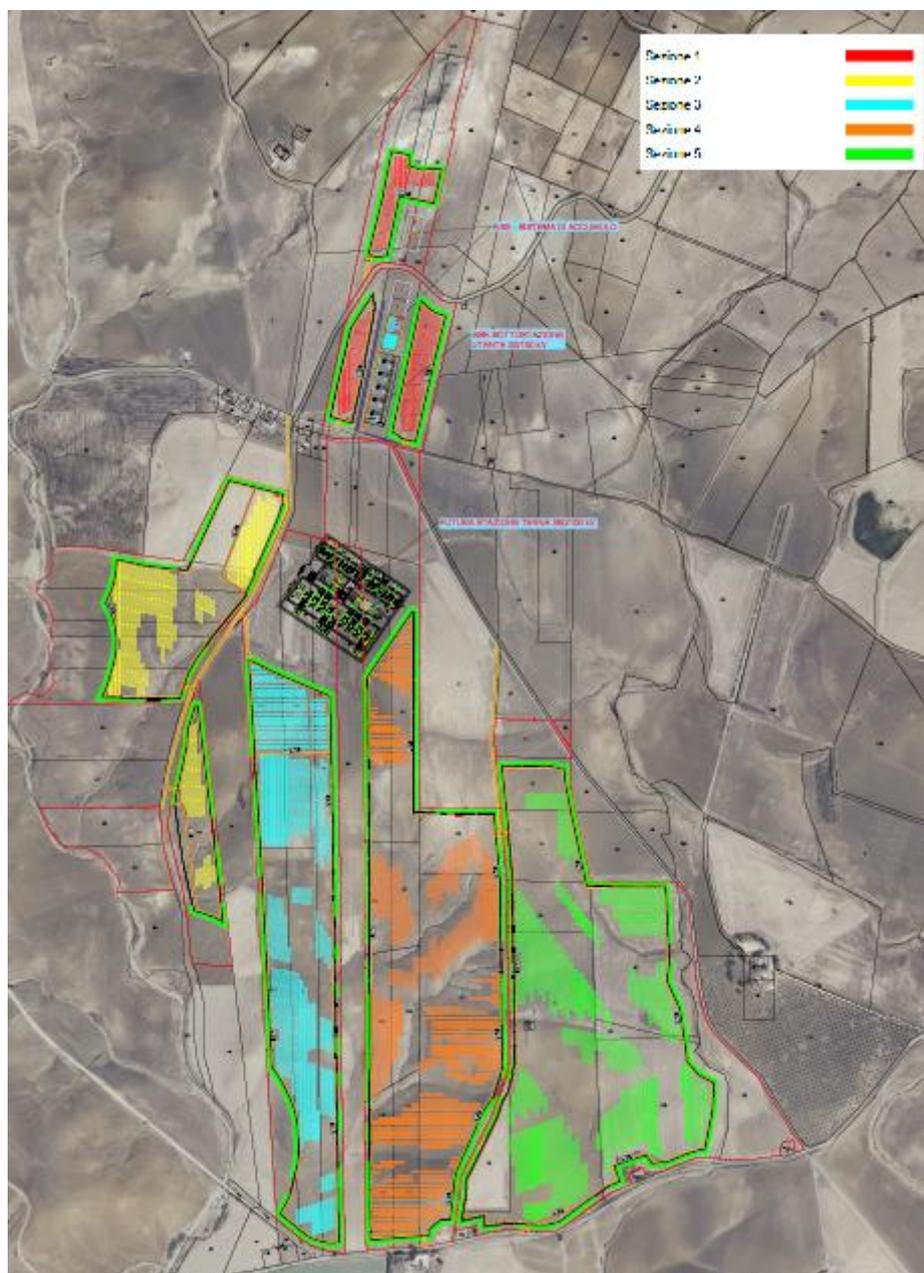
RELAZIONE TECNICA GENERALE**9.6 SEZIONI**

Il parco fotovoltaico sarà elettricamente ripartito in 5 sezioni, ciascuna delle quali afferisce a una cabina di raccolta. Nella tabella in calce la ripartizione dei sottocampi nelle varie sezioni

Sezione	campo	sottocampo
1	1	1,1
	2	2,1
	3	3,1
2	4	4,1
		4,2
	5	5,1
3	6	6,1
		6,2
		6,3
		6,4
4	7	7,1
		7,2
		7,3
		7,4
		7,5
		7,6
5	8	8,1
		8,2
		8,3
		8,4
		8,5

Nell'immagine in calce viene rappresentata la ripartizione delle sezioni

RELAZIONE TECNICA GENERALE



RELAZIONE TECNICA GENERALE**9.7 CONFIGURAZIONE STRINGHE**

I 77.448 moduli fotovoltaici saranno collegati in serie in stringhe da 28 MF; ciascuna stringa confluirà ad 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	MF [n°]	Stringhe da 28	
		MF	Stringh Box [n°]
1,1	1400	50	3
2,1	1344	48	3
3,1	2352	84	4
4,1	2352	84	4
4,2	5040	180	9
5,1	1736	62	3
6,1	3640	130	7
6,2	5096	182	9
6,3	4984	178	9
6,4	3920	140	7
7,1	2548	91	5
7,2	4424	158	8
7,3	4984	178	9
7,4	3892	139	7
7,5	3192	114	6
7,6	3416	122	6
8,1	4144	148	7
8,2	4984	178	9
8,3	4984	178	9
8,4	3136	112	6
8,5	5880	210	10

RELAZIONE TECNICA GENERALE**9.8 CONFIGURAZIONE INVERTER**

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 37 inverter del produttore "INGETEAN" Modello INGECON SUN B series. In calce la configurazione di ciascun inverter, delle stringhe ad essi afferenti e del modello utilizzato

sottocampo	Stringhe da 28 MF	P inst. [kWp]	inverter mod	pot nom. inv [kVA]	inverter n°	inv pot compl. [kVA]
1,1	50	938	1170TL B450	1.169	1	1.169
2,1	48	900,48	1170TL B450	1.169	1	1.169
3,1	84	1575,84	1600TL B615	1.598	1	1.598
4,1	84	1575,84	1600TL B615	1.598	1	1.598
4,2	180	3376,8	1690TL B650	1689	2	3.378
5,1	62	1163,12	1170TL B450	1.169	1	1.169
6,1	130	2438,8	1400TL B540	1403	2	2.806
6,2	182	3414,32	1740TL B670	1741	2	3482
6,3	178	3339,28	1690TL B650	1689	2	3.378
6,4	140	2626,4	1400TL B540	1403	2	2.806
7,1	91	1707,16	1740TL B670	1741	1	1.741
7,2	158	2964,08	1500TL B578	1502	2	3.004
7,3	178	3339,28	1690TL B650	1689	2	3.378
7,4	139	2607,64	1400TL B540	1403	2	2.806
7,5	114	2138,64	1170TL B450	1.169	2	2.338
7,6	122	2288,72	1170TL B451	1.169	2	2.338
8,1	148	2776,48	1400TL B540	1403	2	2.806
8,2	178	3339,28	1690TL B650	1689	2	3.378
8,3	178	3339,28	1690TL B650	1689	2	3.378
8,4	112	2101,12	1170TL B450	1.169	2	2.338
8,5	210	3939,6	1400TL B540	1403	3	4.209

9.9 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]
1,1	1250	0,45-30
2,1	1250	0,45-30
3,1	2000	0,615-30
4,1	2000	0,615-30
4,2	4000	0,65-30
5,1	1600	0,45-30
6,1	3150	0,54-30
6,2	4000	0,67-30
6,3	4000	0,65-30
6,4	3150	0,54-30
7,1	2000	0,67-30
7,2	4000	0,578-30
7,3	4000	0,65-30
7,4	3150	0,54-30
7,5	3150	0,45-30
7,6	3150	0,45-30
8,1	4000	0,54-30
8,2	4000	0,65-30
8,3	4000	0,65-30
8,4	3150	0,45-30
8,5	5000	0,54-30

9.10 SSE UTENTE

La linee in uscita dalle 5 cabine di raccolta confluiranno 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 linee provenienti dal campo fotovoltaico;
- partenza linea e protezione trasformatore BT/MT per servizi ausiliari;
- partenza linea per impianto di storage;
- 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/20 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.

9.11 STORAGE

Il sistema di accumulo previsto avrà una potenza nominale pari a 10 MW e sarà alimentato da derivazione del vano MT della SSE utente. Sarà ripartito in due sezioni da 5000 kVA; ciascuna sarà equipaggiata con:

- ❖ n.1 trafo DY11 30/0,45 kV da 6300 kVA
- ❖ n. 2 inverter INGETEAN INGECON SUN STORAGE 3 POWER C450 da 2500 kVA
- ❖ Quadri MT di protezione trafo
- ❖ Trafo DY11 30/0,45 kV per i servizi ausiliari
- ❖ Quadro Servizi ausiliari

- ❖ Quadro BT
- ❖ Accumulatori elettrochimici

Tutte le apparecchiature saranno installate all'interno di appositi shelter Box di adeguate dimensioni.

I trasformatori sono installati su apposite vasche di contenimento dotate di idonei sistemi di estinzione incendi

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.

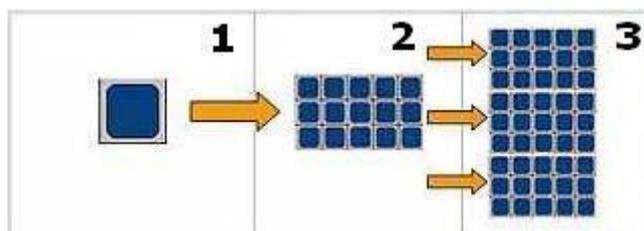
Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della *giunzione p-n*, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le 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.



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**).

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.



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

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Nella **Figura** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per il sito oggetto dell'Intervento per le due tipologie di installazione

Inseguitori								
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	74.0	30.30	9.99	95.0	85.1	3.37	3.01	0.777
February	95.5	37.79	11.11	123.4	111.5	4.33	3.75	0.746
March	123.3	52.08	11.90	155.1	141.0	5.38	5.30	0.839
April	180.7	64.24	14.61	227.2	208.7	7.76	7.64	0.826
May	214.8	73.34	18.94	272.7	250.6	9.11	8.98	0.809
June	213.0	70.27	23.34	265.2	244.2	8.71	8.59	0.795
July	247.4	60.49	27.24	319.6	295.4	10.35	10.22	0.785
August	199.1	61.16	26.56	253.7	233.3	8.27	8.16	0.790
September	164.7	55.36	23.25	210.4	193.1	7.03	6.94	0.810
October	110.3	48.05	19.18	139.5	126.8	4.78	4.71	0.829
November	78.2	32.22	15.91	99.8	89.5	3.47	3.41	0.838
December	69.1	28.76	11.04	89.4	79.5	3.15	3.09	0.850
Year	1770.1	614.07	17.80	2251.2	2058.9	75.71	73.78	0.805

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		

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	74.0	30.30	9.99	116.9	107.2	1.158	1.135	0.868
February	95.5	37.79	11.11	134.2	124.8	1.325	1.299	0.865
March	123.3	52.08	11.90	147.7	137.4	1.438	1.409	0.853
April	180.7	64.24	14.61	195.1	181.8	1.860	1.824	0.836
May	214.8	73.34	18.94	210.9	195.5	1.964	1.927	0.817
June	213.0	70.27	23.34	199.8	184.9	1.824	1.790	0.801
July	247.4	60.49	27.24	236.6	219.8	2.126	2.088	0.789
August	199.1	61.16	26.56	206.9	192.5	1.878	1.844	0.797
September	164.7	55.36	23.25	193.8	180.9	1.803	1.663	0.767
October	110.3	48.05	19.18	144.6	134.7	1.391	1.278	0.790
November	78.2	32.22	15.91	119.1	109.7	1.159	1.136	0.853
December	69.1	28.76	11.04	114.9	103.7	1.123	1.002	0.780
Year	1770.1	614.07	17.80	2020.6	1873.0	19.049	18.393	0.814

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		

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

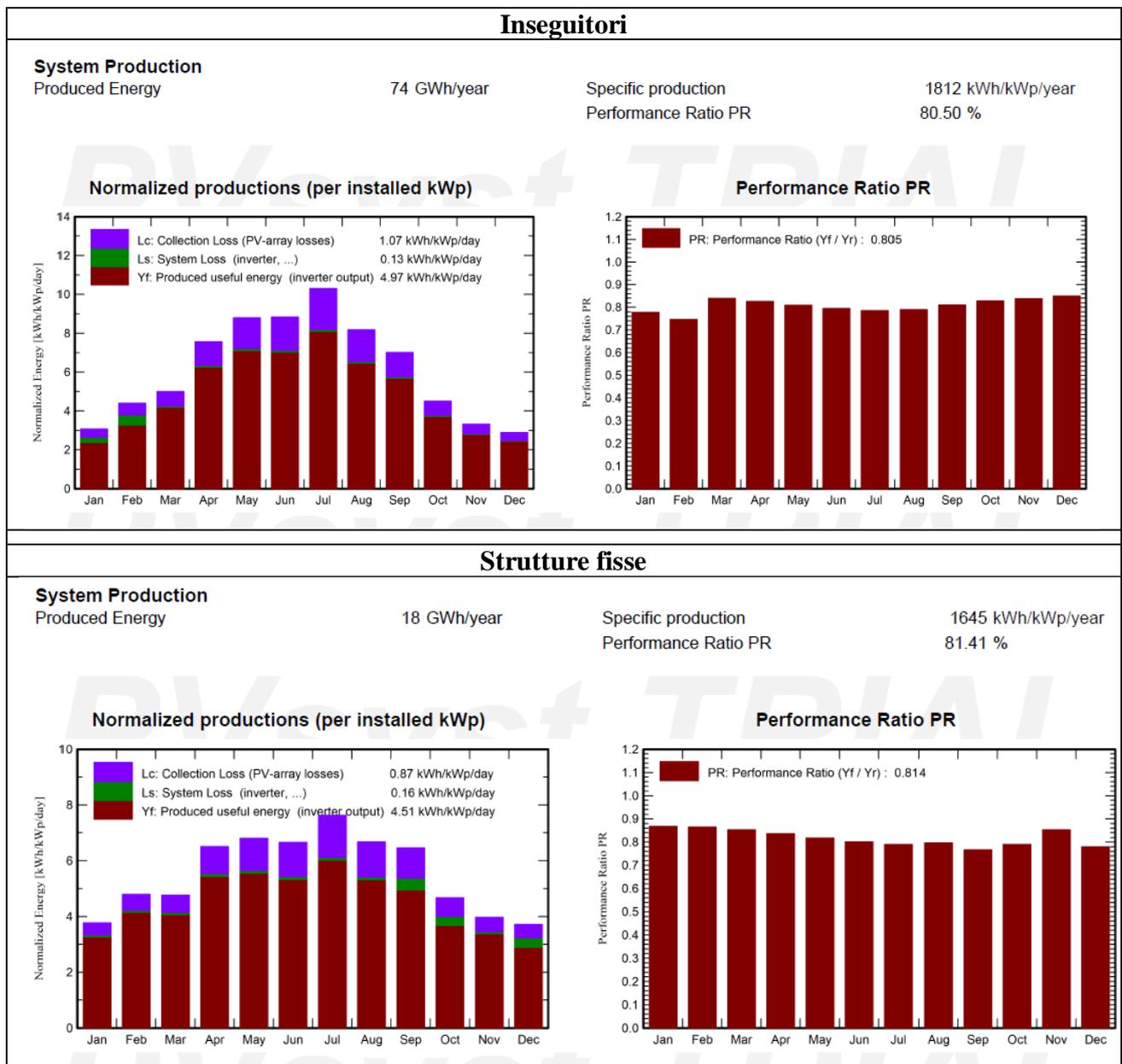
sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);

- ✚ **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 simulazione con software PV-Syst

Nella **Figura** 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).



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

DATI DI SINTESI	
Producibilità complessiva (1 anno):	92.18 MWh/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).

DATA

03/2022

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FRIEL 50 MW

Variant: Simulazione Tracker

Tracking system with backtracking

System power: 40.71 MWp

Raddusa - Italy

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL



PVsyst V7.2.12

VCO, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Project summary

Geographical Site Raddusa Italy	Situation Latitude 37.47 °N Longitude 14.59 °E Altitude 226 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Raddusa PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 60760 units		Nb. of units 28 units
Pnom total 40.71 MWp		Pnom total 41.26 MWac
		Pnom ratio 0.987

Results summary

Produced Energy	74 GWh/year	Specific production	1812 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.50 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	8
Near shading definition - Iso-shadings diagram	9
Main results	10
Loss diagram	11
Special graphs	12
Predef. graphs	13
Cost of the system	18
CO ₂ Emission Balance	19



PVsyst V7.2.12

VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	1085 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes	
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	10.2 m
		Collector width	4.92 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	48.1 %
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
Horizon		Near Shadings	
Average Height	2.0 °	Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Hiku 7 Mono C67N - 670MS	Model	Ingecon Sun 1170TL B450 IP54 H1000
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	1169 kWac
Number of PV modules	7616 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	5103 kWp	Total power	5845 kWac
Array #1 - Sottocampo 1.1			
Number of PV modules	1400 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	938 kWp	Total power	1169 kWac
Modules	50 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	645-1300 V
Pmpp	859 kWp	Max. power (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	973 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.80
I mpp	883 A		
Array #2 - Sottocampo 2.1			
Number of PV modules	1344 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	900 kWp	Total power	1169 kWac
Modules	48 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	645-1300 V
Pmpp	824 kWp	Max. power (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	973 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.77
I mpp	848 A		
Array #6 - Sottocampo 5.1			
Number of PV modules	1736 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1163 kWp	Total power	1169 kWac
Modules	62 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	645-1300 V
Pmpp	1065 kWp	Max. power (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	973 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
I mpp	1095 A		
Array #15 - Sottocampo 8.4			
Number of PV modules	3136 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2101 kWp	Total power	2338 kWac
Modules	112 Strings x 28 In series		



PVsyst V7.2.12

VCO, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

PV Array Characteristics

Array #15 - Sottocampo 8.4

At operating cond. (50°C)

Pmpp	1924 kWp
U mpp	973 V
I mpp	1978 A

Operating voltage	645-1300 V
Max. power (=>30°C)	1169 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	0.90

PV module

Manufacturer	Generic
Model	Hiku 7 Mono C67N - 670MS

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power	670 Wp
Number of PV modules	4704 units
Nominal (STC)	3152 kWp

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	Ingecon Sun 1600TL B615 IP54 H1000

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power	1598 kWac
Number of inverters	2 units
Total power	3196 kWac

Array #3 - Sottocampo 3.1

Number of PV modules	2352 units
Nominal (STC)	1576 kWp
Modules	84 Strings x 28 In series

Number of inverters	1 unit
Total power	1598 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	1443 kWp
U mpp	973 V
I mpp	1483 A

Operating voltage	873-1300 V
Max. power (=>30°C)	1598 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	0.99

Array #4 - Sottocampo 4.1

Number of PV modules	2352 units
Nominal (STC)	1576 kWp
Modules	84 Strings x 28 In series

Number of inverters	1 unit
Total power	1598 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	1443 kWp
U mpp	973 V
I mpp	1483 A

Operating voltage	873-1300 V
Max. power (=>30°C)	1598 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	0.99

PV module

Manufacturer	Generic
Model	Hiku 7 Mono C67N - 670MS

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power	670 Wp
Number of PV modules	24976 units
Nominal (STC)	16.73 MWp

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	Ingecon Sun 1690TL B630 IP54 H1000

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power	1689 kWac
Number of inverters	10 units
Total power	16890 kWac

Array #5 - Sottocampo 4.2

Number of PV modules	5040 units
Nominal (STC)	3377 kWp
Modules	180 Strings x 28 In series

Number of inverters	2 units
Total power	3378 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	3092 kWp
U mpp	973 V
I mpp	3179 A

Operating voltage	921-1300 V
Max. power (=>30°C)	1689 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.00

Array #8 - Sottocampo 6.3

Number of PV modules	4984 units
Nominal (STC)	3339 kWp
Modules	178 Strings x 28 In series

Number of inverters	2 units
Total power	3378 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	3057 kWp
U mpp	973 V
I mpp	3143 A

Operating voltage	921-1300 V
Max. power (=>30°C)	1689 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	0.99



PVsyst V7.2.12

VCO, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

PV Array Characteristics

Array #11 - Sottocampo 7.3

Number of PV modules 4984 units
Nominal (STC) 3339 kWp
Modules 178 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3057 kWp
U mpp 973 V
I mpp 3143 A

Number of inverters 2 units
Total power 3378 kWac

Operating voltage 921-1300 V
Max. power (=>30°C) 1689 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 0.99

Array #13 - Sottocampo 8.2

Number of PV modules 4984 units
Nominal (STC) 3339 kWp
Modules 178 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3057 kWp
U mpp 973 V
I mpp 3143 A

Number of inverters 2 units
Total power 3378 kWac

Operating voltage 921-1300 V
Max. power (=>30°C) 1689 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 0.99

Array #14 - Sottocampo 8.3

Number of PV modules 4984 units
Nominal (STC) 3339 kWp
Modules 178 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3057 kWp
U mpp 973 V
I mpp 3143 A

Number of inverters 2 units
Total power 3378 kWac

Operating voltage 921-1300 V
Max. power (=>30°C) 1689 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 0.99

Array #7 - Sottocampo 6.2

PV module

Manufacturer Generic
Model Hiku 7 Mono C67N - 670MS
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 670 Wp
Number of PV modules 5096 units
Nominal (STC) 3414 kWp
Modules 182 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3126 kWp
U mpp 973 V
I mpp 3214 A

Inverter

Manufacturer Generic
Model Ingecon Sun 1740TL B670 IP54 H1000
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 1741 kWac
Number of inverters 2 units
Total power 3482 kWac
Operating voltage 950-1300 V
Max. power (=>30°C) 1741 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 0.98

PV module

Manufacturer Generic
Model Hiku 7 Mono C67N - 670MS
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 670 Wp
Number of PV modules 13944 units
Nominal (STC) 9342 kWp

Inverter

Manufacturer Generic
Model Ingecon Sun 1400TL B540 IP54 H1000
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 1263 kWac
Number of inverters 7 units
Total power 8841 kWac

Array #9 - Sottocampo 6.4

Number of PV modules 3920 units
Nominal (STC) 2626 kWp
Modules 140 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2405 kWp
U mpp 973 V
I mpp 2472 A

Number of inverters 2 units
Total power 2526 kWac

Operating voltage 769-1300 V
Max. power (=>30°C) 1403 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.04



PVsyst V7.2.12

VCO, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

PV Array Characteristics

Array #12 - Sottocampo 8.1

Number of PV modules	4144 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2776 kWp	Total power	2526 kWac
Modules	148 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2542 kWp	Operating voltage	769-1300 V
U mpp	973 V	Max. power (=>30°C)	1403 kWac
I mpp	2614 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10

Array #16 - Sottocampo 8.5

Number of PV modules	5880 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	3940 kWp	Total power	3789 kWac
Modules	210 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3607 kWp	Operating voltage	769-1300 V
U mpp	973 V	Max. power (=>30°C)	1403 kWac
I mpp	3708 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.04

Array #10 - Sottocampo 7.2

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Hiku 7 Mono C67N - 670MS	Model	Ingecon Sun 1500TL B578 IP54 H1000
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	1502 kWac
Number of PV modules	4424 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2964 kWp	Total power	3004 kWac
Modules	158 Strings x 28 In series	Operating voltage	822-1300 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2714 kWp	Max. power (=>30°C)	1502 kWac
U mpp	973 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
I mpp	2790 A		

Total PV power

Nominal (STC)	40709 kWp
Total	60760 modules
Module area	188742 m²

Total inverter power

Total power	41258 kWac
Number of inverters	28 units
Pnom ratio	0.99

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	3.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.6 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

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



PVsyst V7.2.12

VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Array losses

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

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

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.42 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Sottocampo 1.1

Global array res. 18 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo 3.1

Global array res. 11 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo 4.2

Global array res. 5.0 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Sottocampo 6.2

Global array res. 5.0 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Sottocampo 6.4

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

Array #11 - Sottocampo 7.3

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - Sottocampo 8.2

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #15 - Sottocampo 8.4

Global array res. 8.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo 2.1

Global array res. 19 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo 4.1

Global array res. 11 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sottocampo 5.1

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Sottocampo 6.3

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Sottocampo 7.2

Global array res. 5.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Sottocampo 8.1

Global array res. 6.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - Sottocampo 8.3

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #16 - Sottocampo 8.5

Global array res. 4.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods



PVsyst V7.2.12

VCO, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Horizon definition

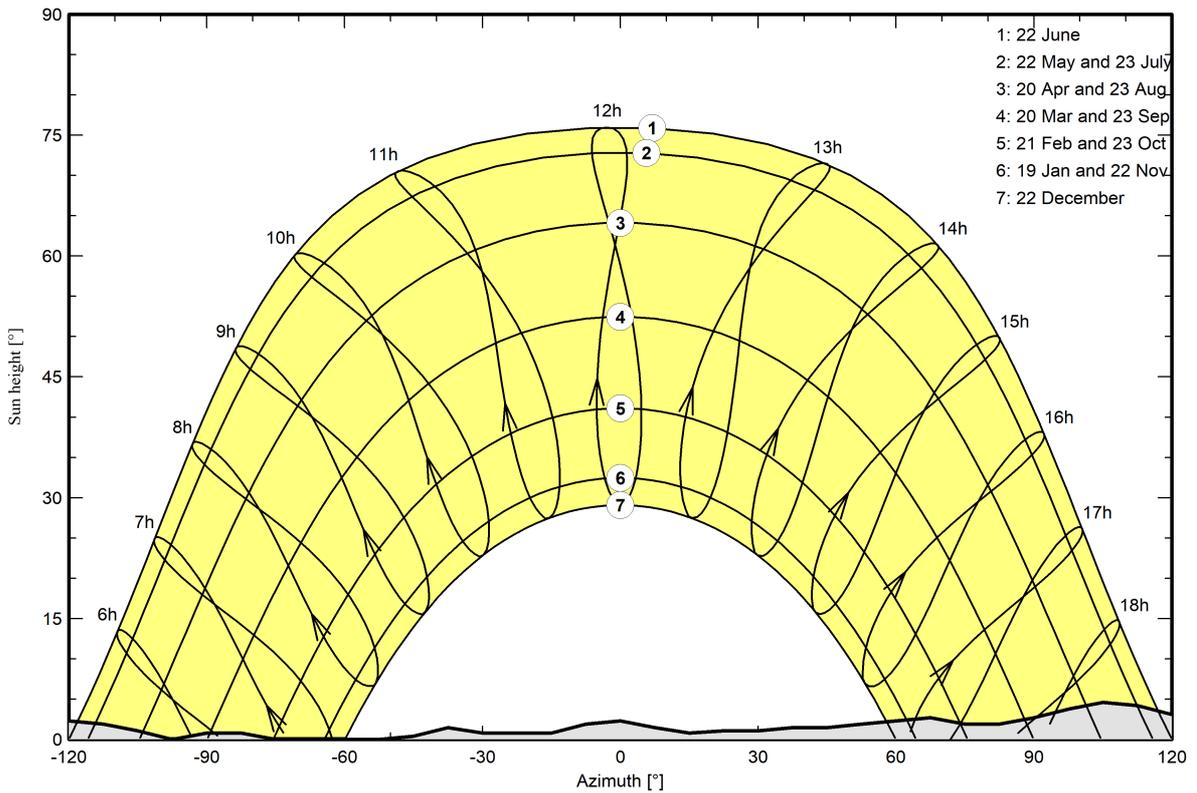
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°27'55', Long=14°35'19', Alt=m

Average Height 2.0 ° Albedo Factor 0.86
Diffuse Factor 0.97 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Height [°]	2.7	3.1	3.1	2.3	3.1	4.6	3.4	2.3	1.9	1.1	0.0
Azimuth [°]	-90	-83	-75	-53	-45	-38	-30	-15	-8	0	8
Height [°]	0.8	0.8	0.0	0.0	0.4	1.5	0.8	0.8	1.9	2.3	1.5
Azimuth [°]	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90
Height [°]	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3	2.7	1.9	1.9	2.7
Azimuth [°]	98	105	113	120	128	135	150	158	165	173	180
Height [°]	3.8	4.6	4.2	3.1	3.4	3.1	3.1	2.3	1.5	1.5	2.7

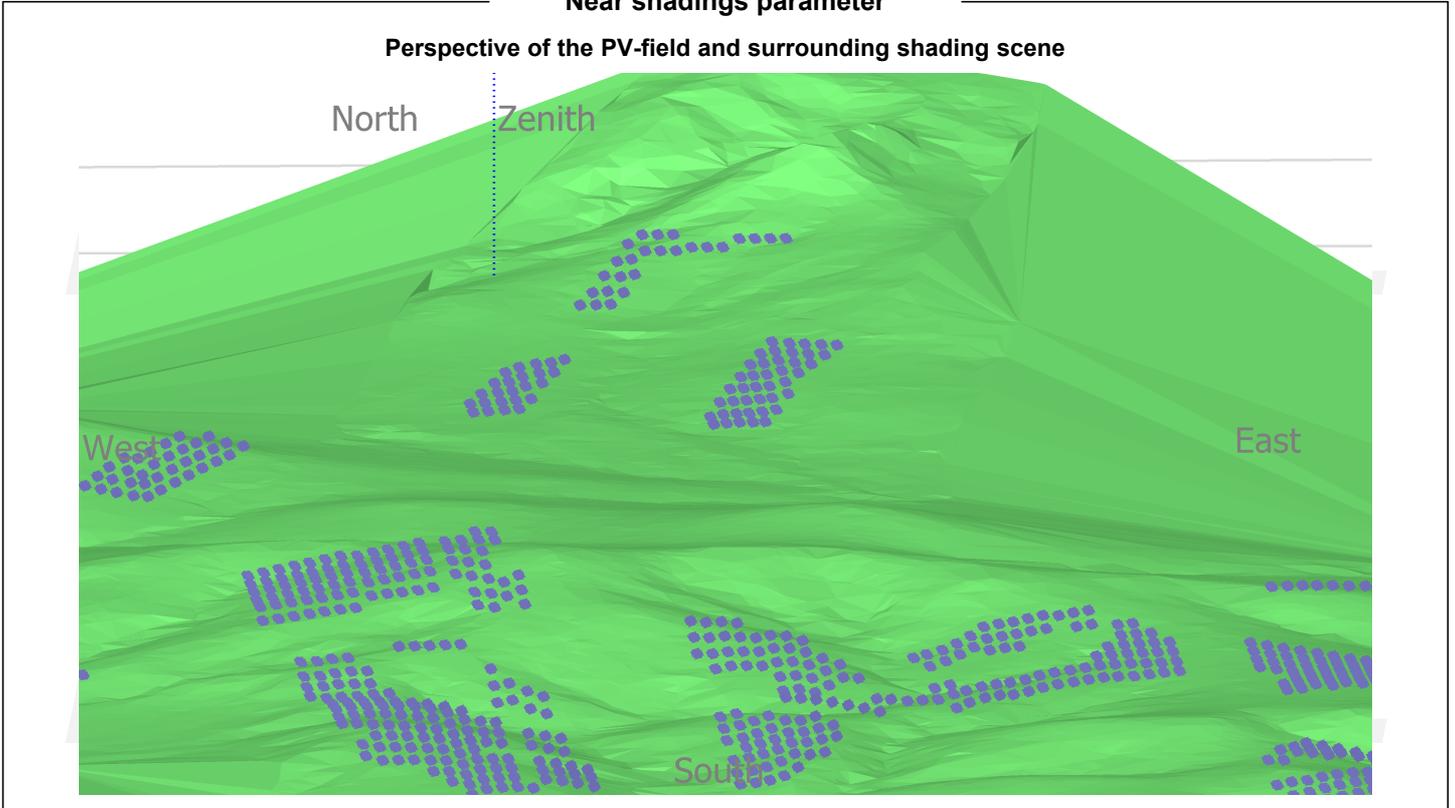
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





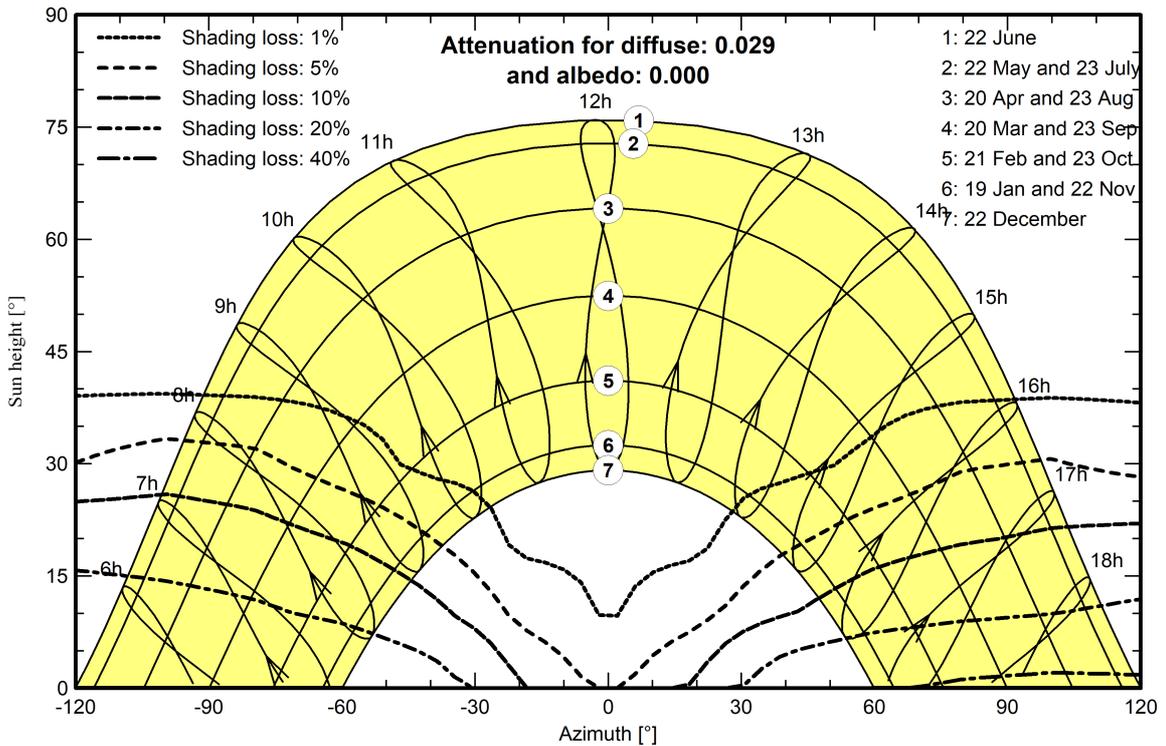
PVsyst V7.2.12
VCO, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.2.12

VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Main results

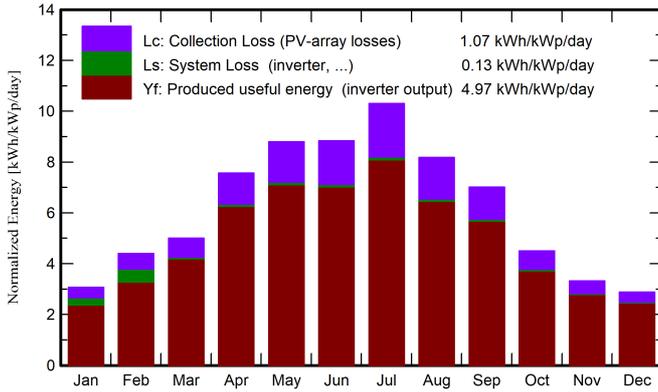
System Production

Produced Energy 74 GWh/year

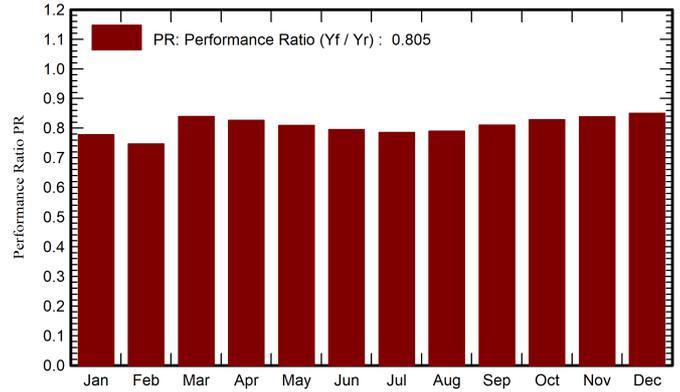
Specific production
Performance Ratio PR

1812 kWh/kWp/year
80.50 %

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	74.0	30.30	9.99	95.0	85.1	3.37	3.01	0.777
February	95.5	37.79	11.11	123.4	111.5	4.33	3.75	0.746
March	123.3	52.08	11.90	155.1	141.0	5.38	5.30	0.839
April	180.7	64.24	14.61	227.2	208.7	7.76	7.64	0.826
May	214.8	73.34	18.94	272.2	250.6	9.11	8.98	0.809
June	213.0	70.27	23.34	265.2	244.2	8.71	8.59	0.795
July	247.4	60.49	27.24	319.6	295.4	10.35	10.22	0.785
August	199.1	61.16	26.56	253.7	233.3	8.27	8.16	0.790
September	164.7	55.36	23.25	210.4	193.1	7.03	6.94	0.810
October	110.3	48.05	19.18	139.5	126.8	4.78	4.71	0.829
November	78.2	32.22	15.91	99.8	89.5	3.47	3.41	0.838
December	69.1	28.76	11.04	89.4	79.5	3.15	3.09	0.850
Year	1770.1	614.07	17.80	2251.2	2058.9	75.71	73.78	0.805

Legends

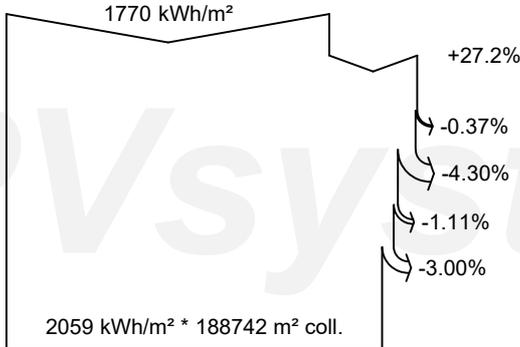
- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident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



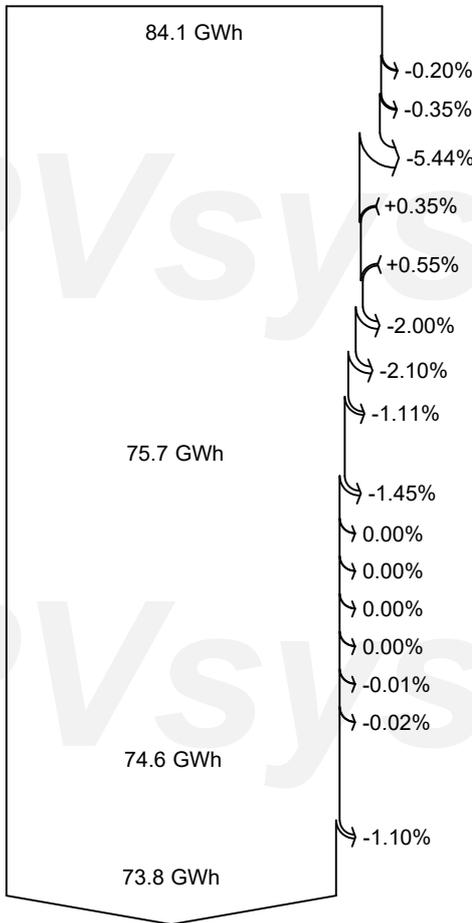
PVsyst V7.2.12

VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Loss diagram



efficiency at STC = 21.64%



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

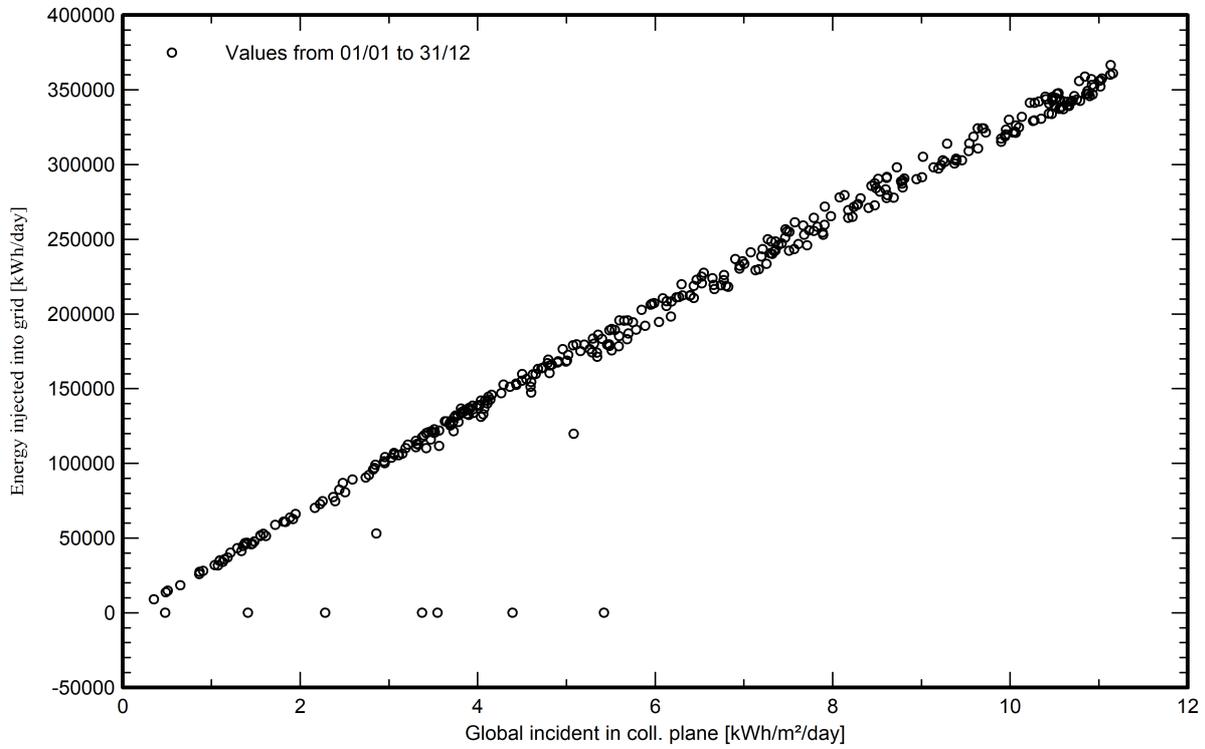


PVsyst V7.2.12

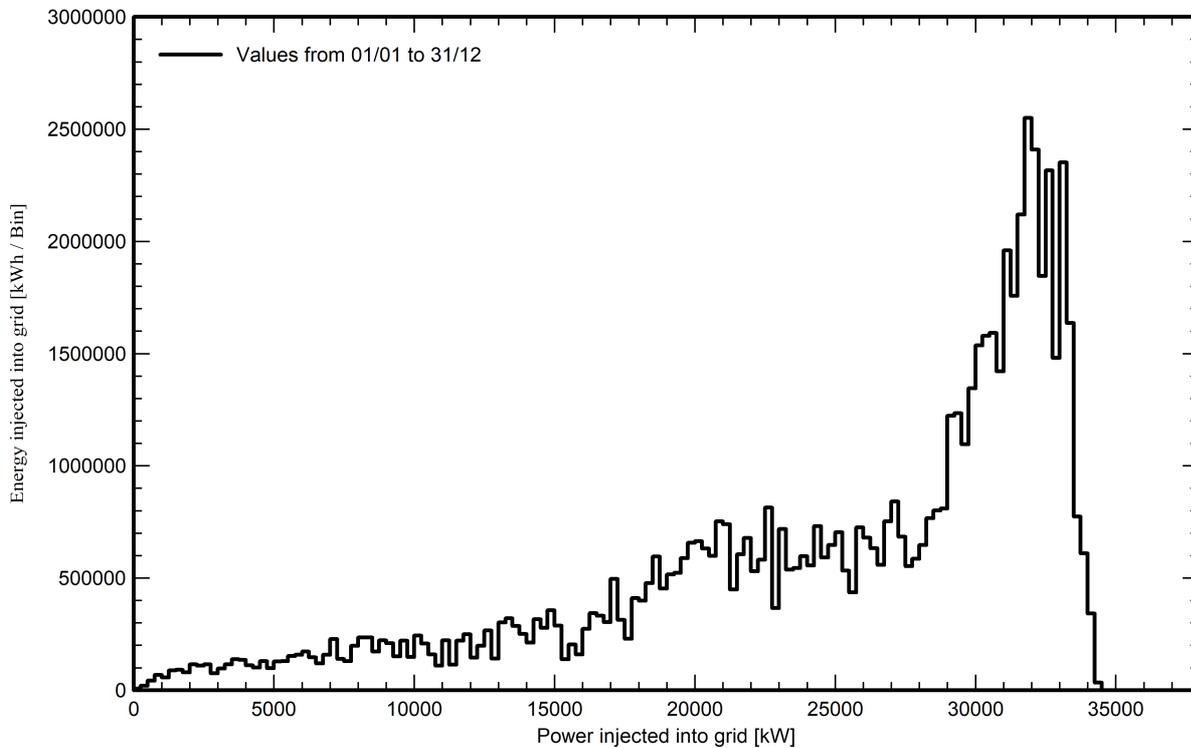
VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



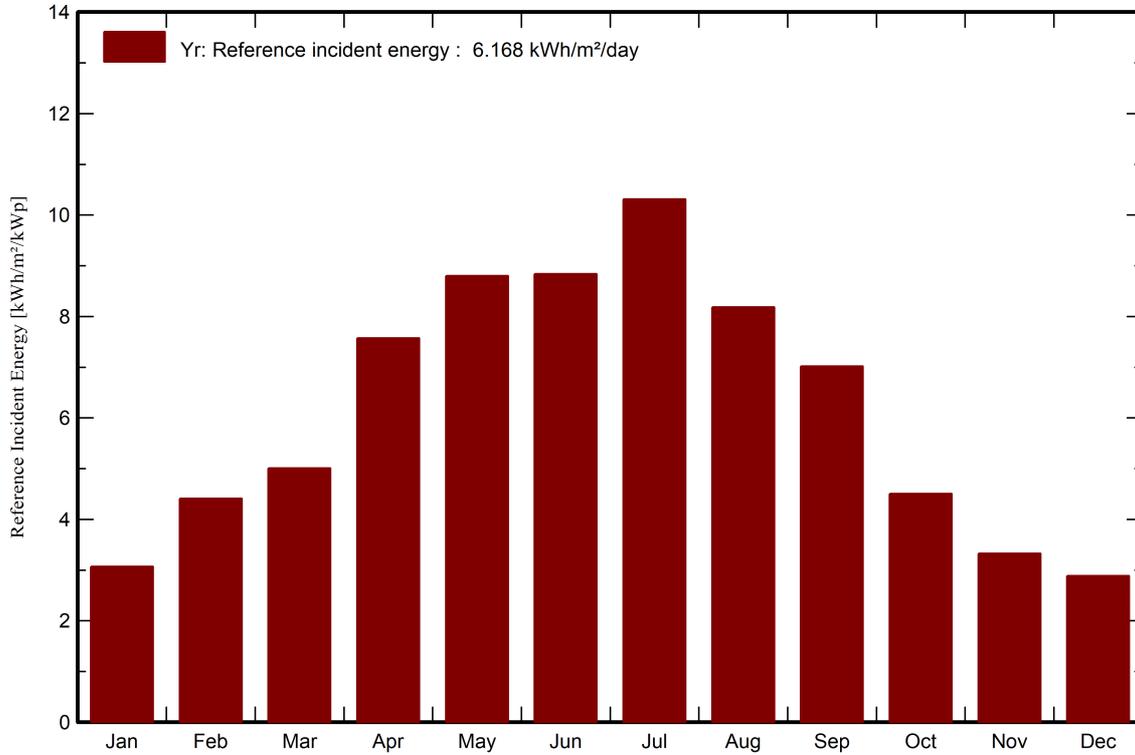


PVsyst V7.2.12

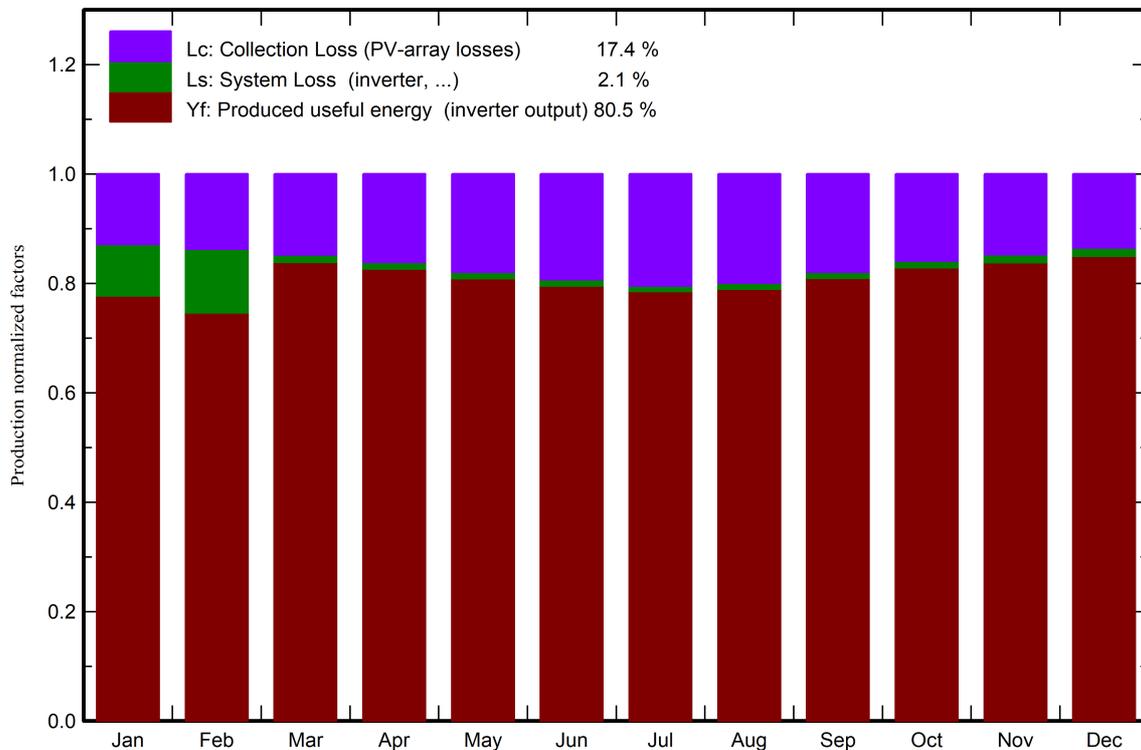
VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



Fattori normalizzati di produzione e di perdita



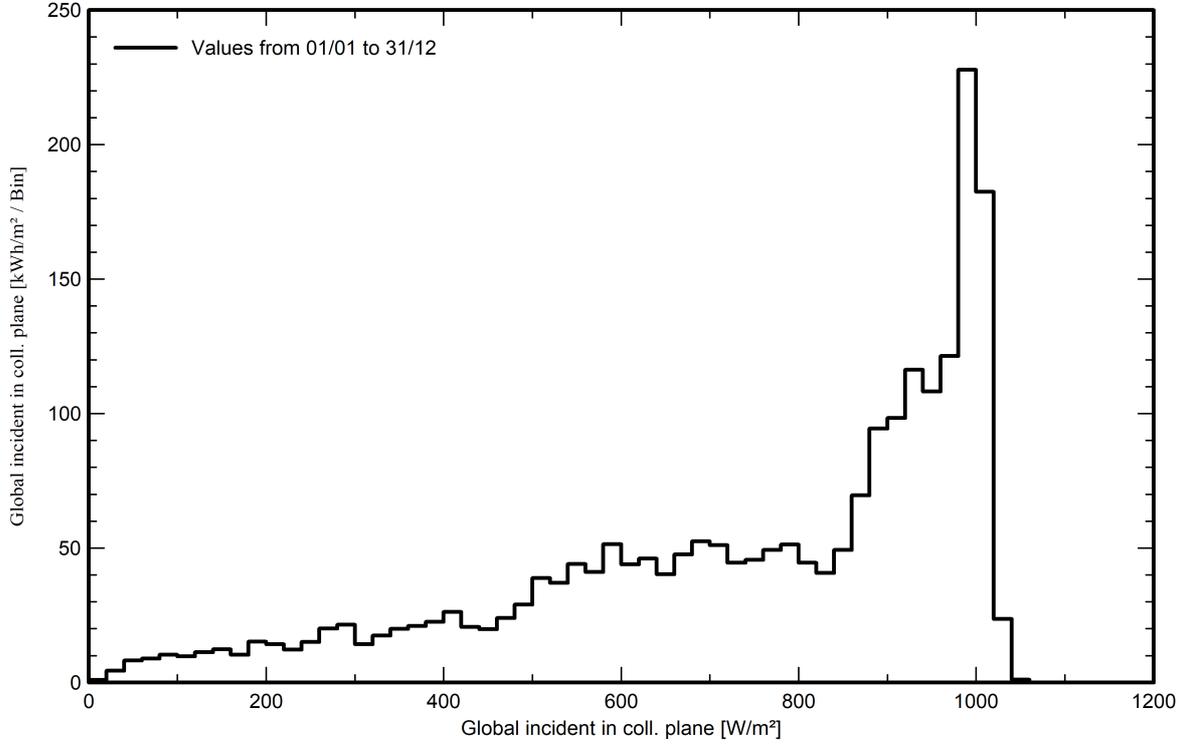


PVsyst V7.2.12

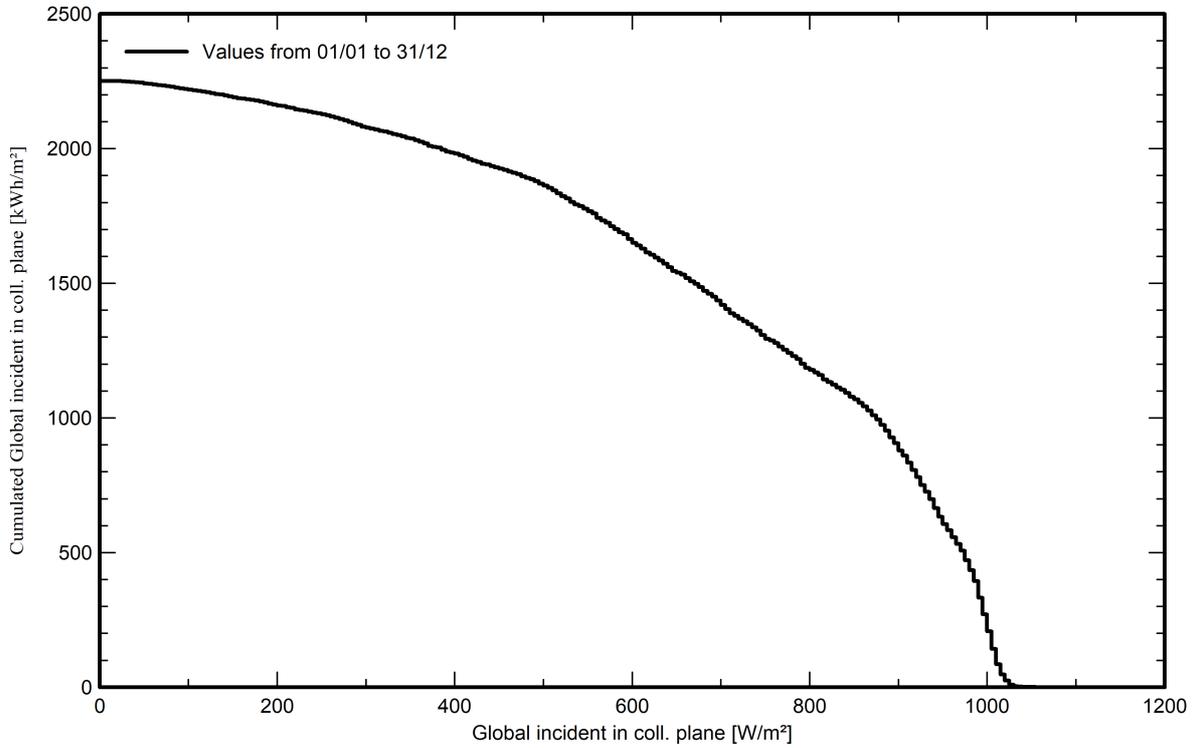
VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente



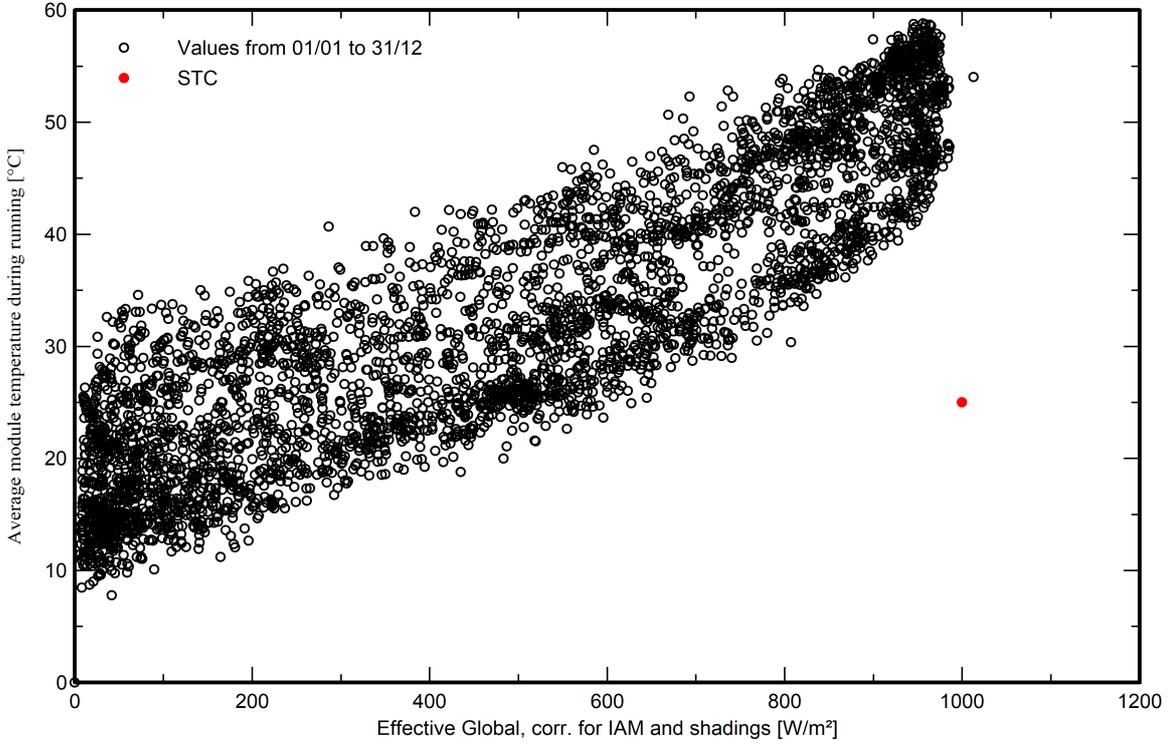


PVsyst V7.2.12

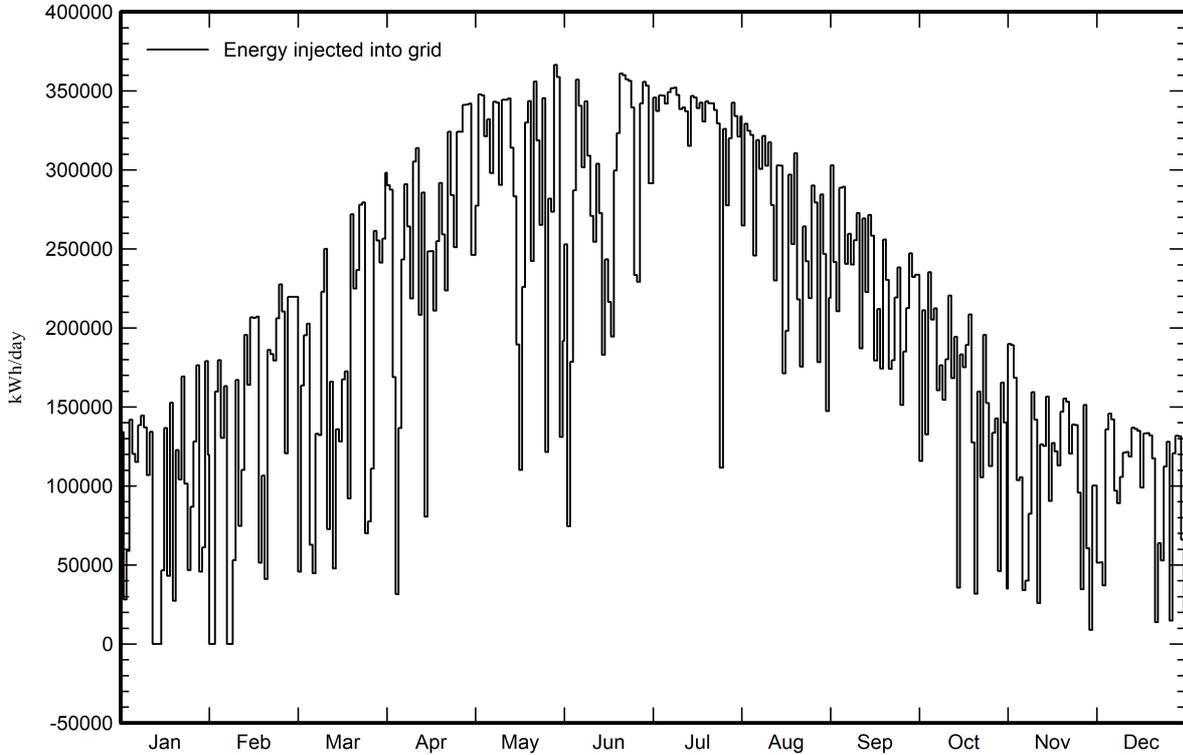
VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace



Energia giornaliera in uscita sistema



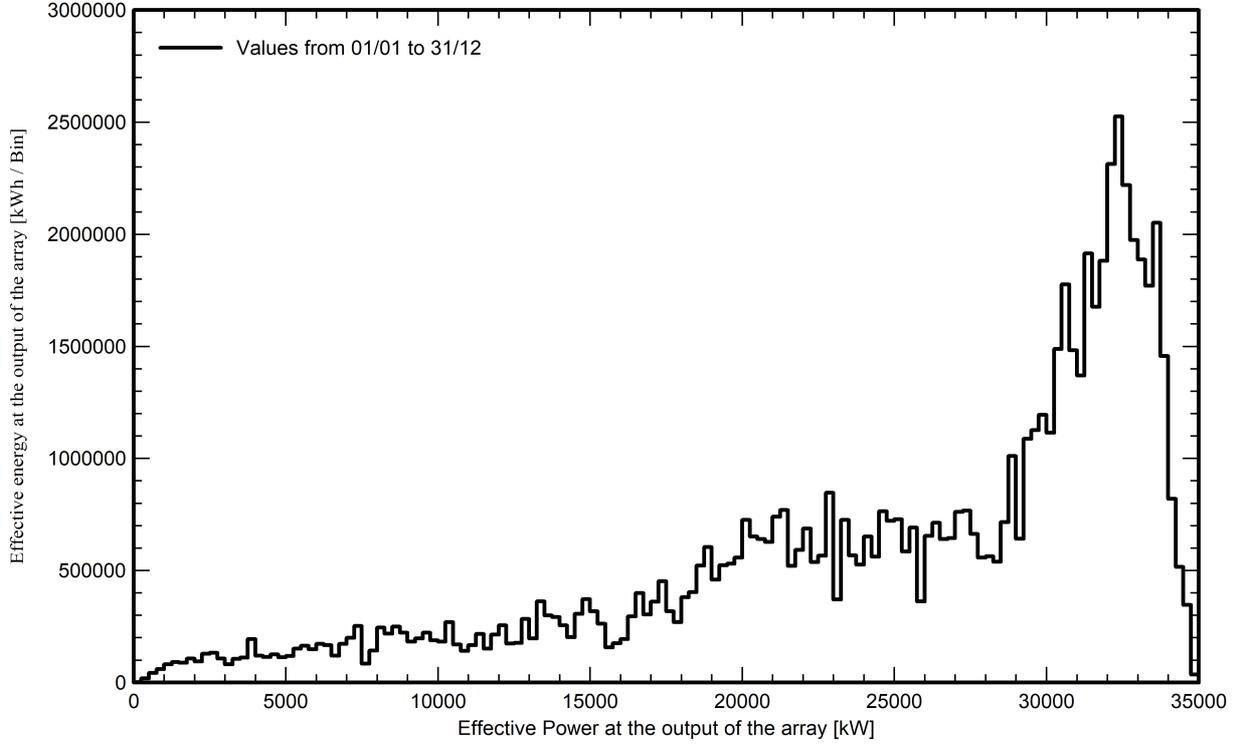


PVsyst V7.2.12

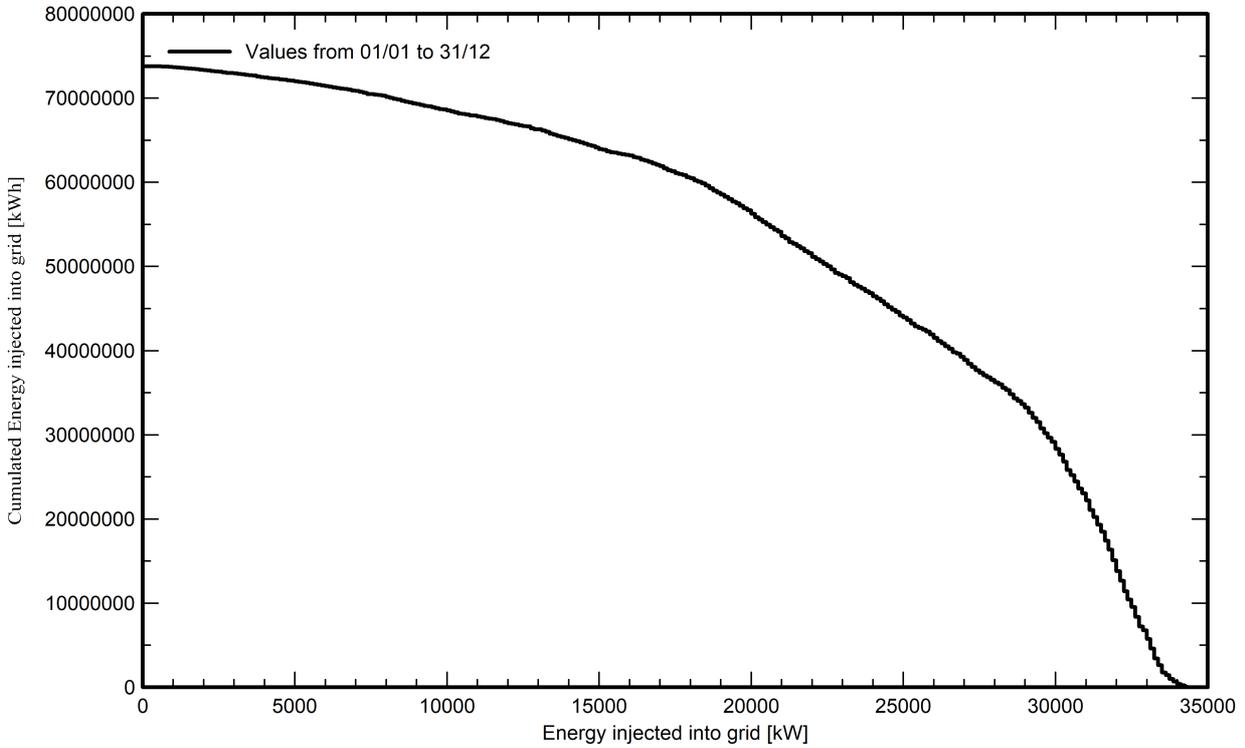
VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Predef. graphs

Distribuzione potenza dell'impianto



Coda della distribuzione della potenza in uscita



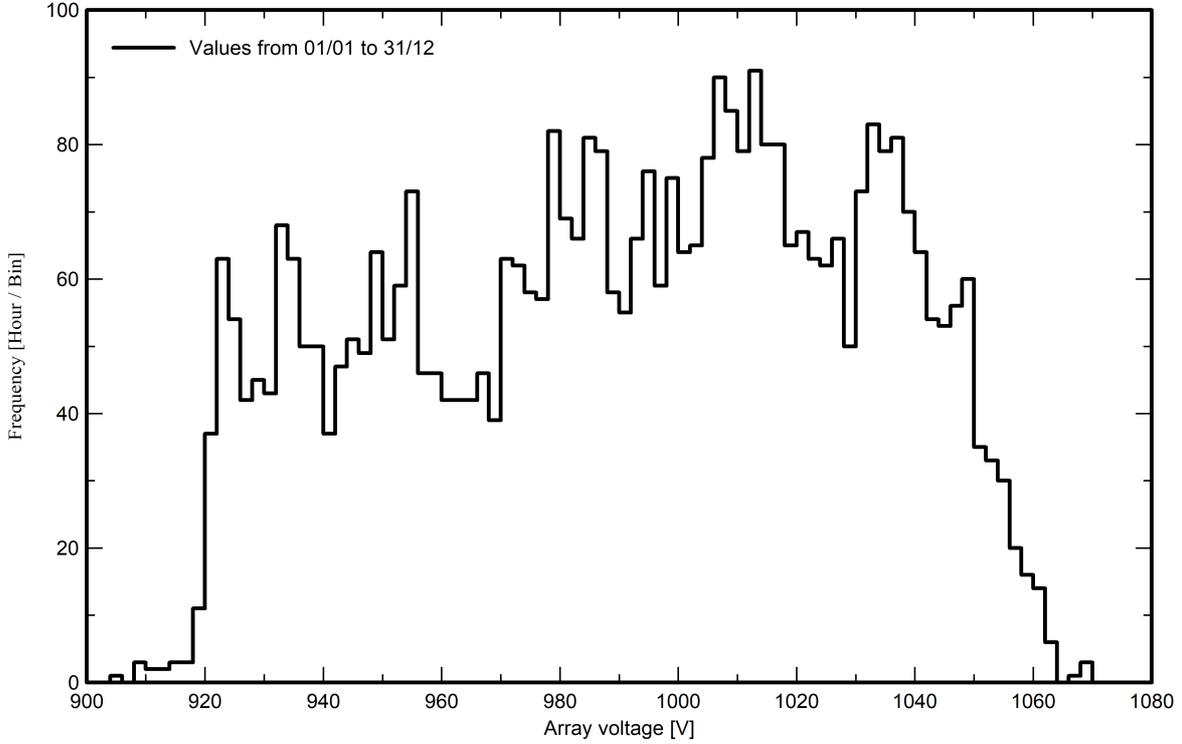


PVsyst V7.2.12

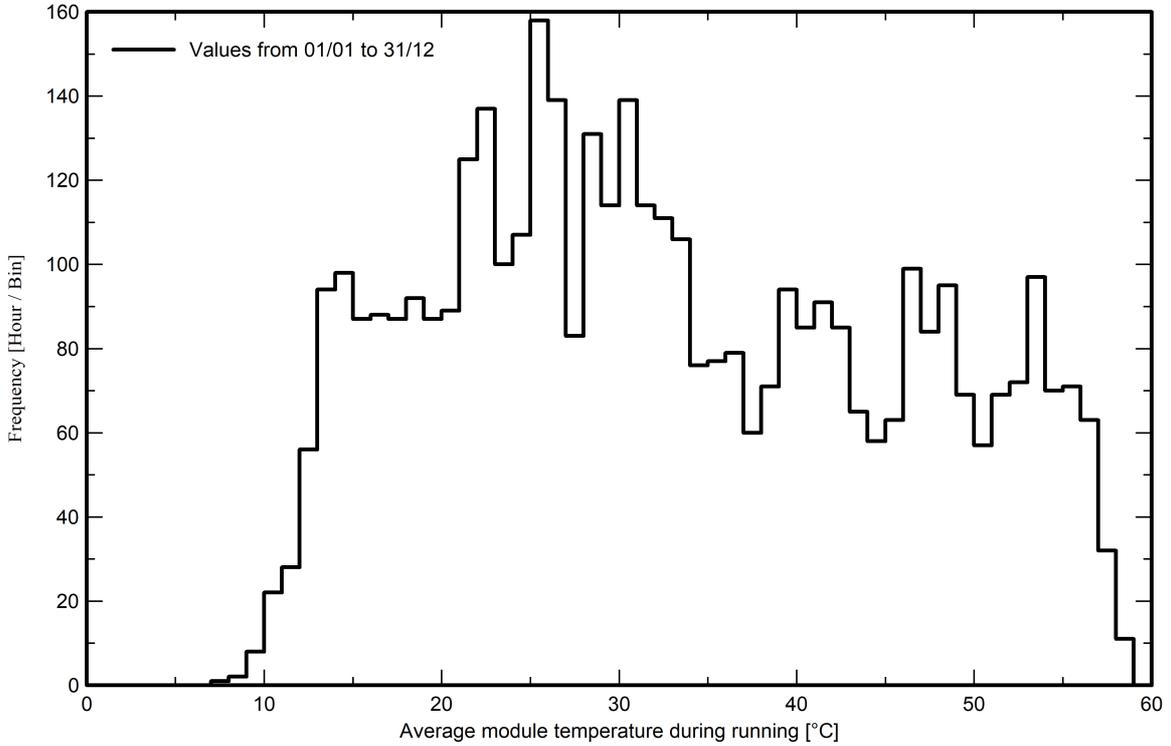
VC0, Simulation date:
11/03/22 11:10
with v7.2.12

Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto





PVsyst V7.2.12

VCO, Simulation date:
14/03/22 12:14
with v7.2.12

CO₂ Emission Balance

Total: 732902.1 tCO₂

Generated emissions

Total: 83109.56 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 936219.6 tCO₂

System production: 73776.17 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

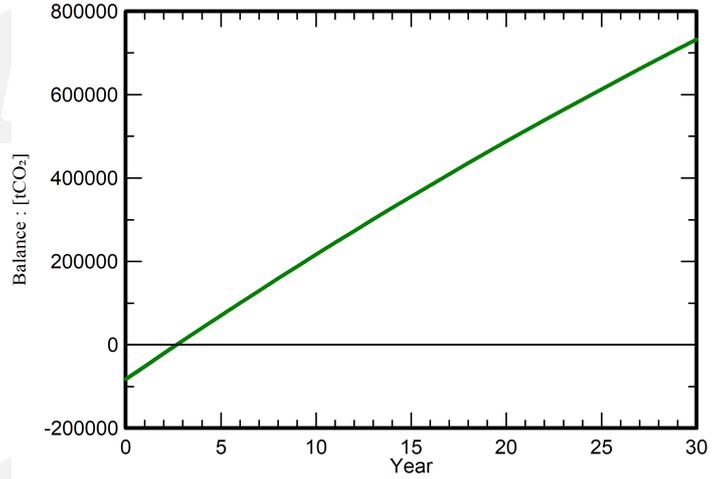
Source: IEA List

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	40709 kWp	69723461
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	3038000 kg	13373884
Inverters	436 kgCO ₂ /units	28.0 units	12212

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FRIEL 50 MW

Variant: Simulazione strutture fisse

Ground system (sheds) on a hill

System power: 11.18 MWp

Raddusa - Italy



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Project summary

Geographical Site Raddusa Italy	Situation Latitude 37.47 °N Longitude 14.59 °E Altitude 226 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Raddusa PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Ground system (sheds) on a hill	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 16688 units Pnom total 11.18 MWp	Inverters Nb. of units 9 units Pnom total 11.47 MWac Pnom ratio 0.975	

Results summary

Produced Energy	18 GWh/year	Specific production	1645 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.41 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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
Cost of the system	16
CO ₂ Emission Balance	17



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

General parameters

Grid-Connected System		Ground system (sheds) on a hill	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	596 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	14.3 m
		Collector width	4.79 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	33.6 %
Horizon		Near Shadings	
Average Height	2.0 °	Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	HiKu7 Mono CS7N-670MS	Model	Ingecon Sun 1400TL B540 IP54 H1000
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	1263 kWac
Number of PV modules	7532 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	5046 kWp	Total power	5052 kWac
Array #1 - Sottocampo 6.1			
Number of PV modules	3640 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2439 kWp	Total power	2526 kWac
Modules	130 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	769-1300 V
Pmpp	2234 kWp	Max. power (=>30°C)	1403 kWac
U mpp	967 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.97
I mpp	2311 A		
Array #3 - Sottocampo 7.4			
Number of PV modules	3892 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2608 kWp	Total power	2526 kWac
Modules	139 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	769-1300 V
Pmpp	2389 kWp	Max. power (=>30°C)	1403 kWac
U mpp	967 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
I mpp	2471 A		
Array #2 - Sottocampo 7.1			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	HiKu7 Mono CS7N-670MS	Model	Ingecon Sun 1740TL B670 IP54 H1000
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	1741 kWac
Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1707 kWp	Total power	1741 kWac
Modules	91 Strings x 28 In series	Operating voltage	950-1300 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	1741 kWac
Pmpp	1564 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
U mpp	967 V		
I mpp	1618 A		



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	HiKu7 Mono CS7N-670MS	Model	Ingecon Sun 1170TL B450 IP54 H1000
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	1169 kWac
Number of PV modules	6608 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	4427 kWp	Total power	4676 kWac
Array #4 - Sottocampo 7.5		Array #5 - Sottocampo 7.6	
Number of PV modules	3192 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2139 kWp	Total power	2338 kWac
Modules	114 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	1959 kWp	Operating voltage	645-1300 V
U mpp	967 V	Max. power (=>30°C)	1169 kWac
I mpp	2027 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.91
Array #5 - Sottocampo 7.6		Array #5 - Sottocampo 7.6	
Number of PV modules	3416 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2289 kWp	Total power	2338 kWac
Modules	122 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2097 kWp	Operating voltage	645-1300 V
U mpp	967 V	Max. power (=>30°C)	1169 kWac
I mpp	2169 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	11181 kWp	Total power	11469 kWac
Total	16688 modules	Number of inverters	9 units
Module area	51839 m ²	Pnom ratio	0.97

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)	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	-0.6 %	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): 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



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Array losses

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

DC wiring losses

Global wiring resistance 1.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Sottocampo 6.1

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

Array #2 - Sottocampo 7.1

Global array res. 9.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo 7.4

Global array res. 6.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo 7.5

Global array res. 7.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo 7.6

Global array res. 7.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°27'55', Long=14°35'19', Alt=m

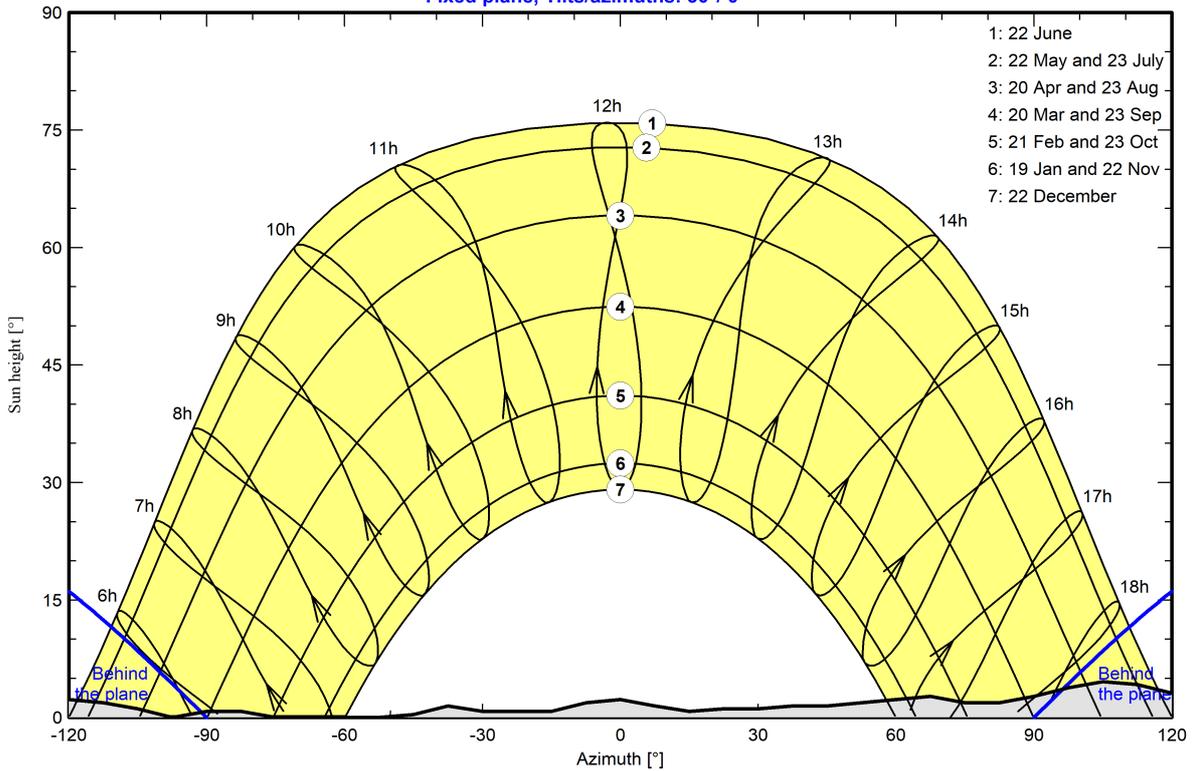
Average Height 2.0 ° Albedo Factor 0.94
Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Height [°]	2.7	3.1	3.1	2.3	3.1	4.6	3.4	2.3	1.9	1.1	0.0
Azimuth [°]	-90	-83	-75	-53	-45	-38	-30	-15	-8	0	8
Height [°]	0.8	0.8	0.0	0.0	0.4	1.5	0.8	0.8	1.9	2.3	1.5
Azimuth [°]	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90
Height [°]	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3	2.7	1.9	1.9	2.7
Azimuth [°]	98	105	113	120	128	135	150	158	165	173	180
Height [°]	3.8	4.6	4.2	3.1	3.4	3.1	3.1	2.3	1.5	1.5	2.7

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



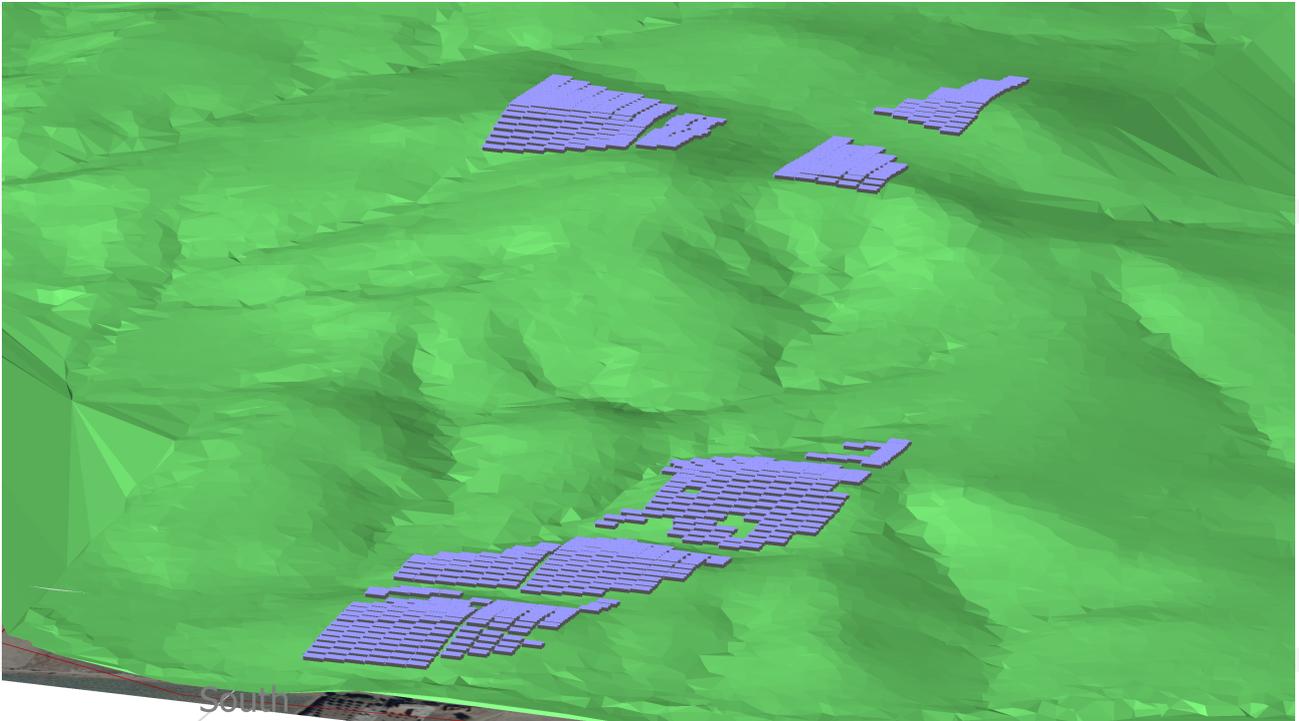


PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Near shadings parameter

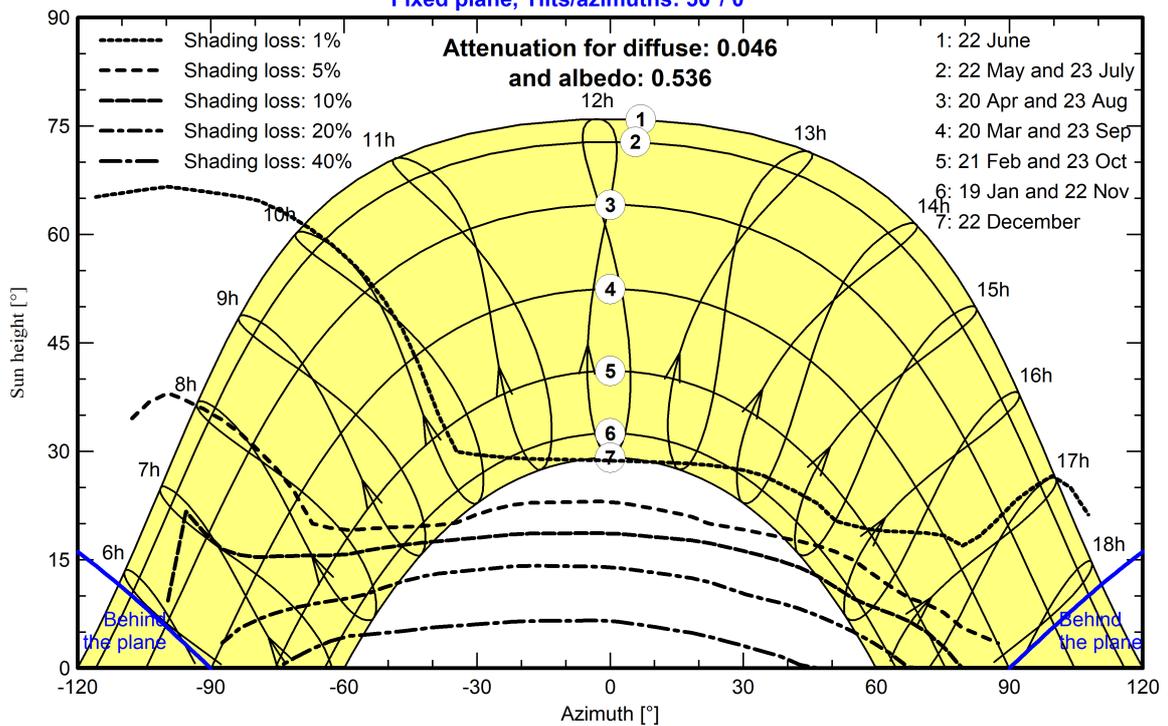
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°





PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Main results

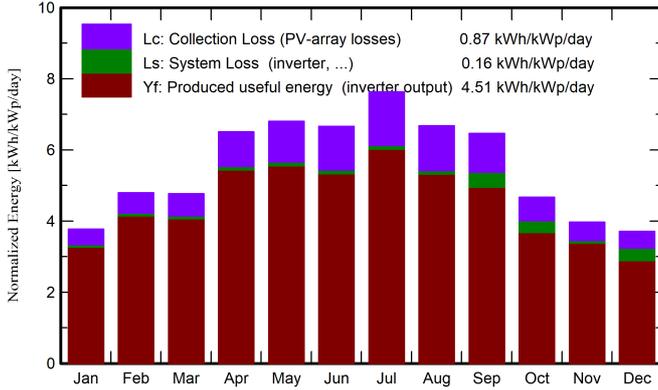
System Production

Produced Energy 18 GWh/year

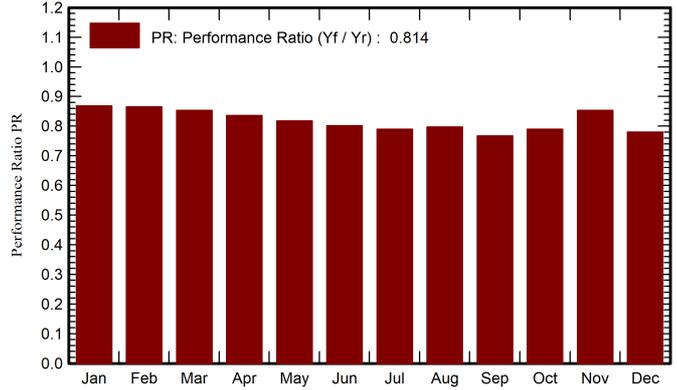
Specific production
Performance Ratio PR

1645 kWh/kWp/year
81.41 %

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	74.0	30.30	9.99	116.9	107.2	1.158	1.135	0.868
February	95.5	37.79	11.11	134.2	124.8	1.325	1.299	0.865
March	123.3	52.08	11.90	147.7	137.4	1.438	1.409	0.853
April	180.7	64.24	14.61	195.1	181.8	1.860	1.824	0.836
May	214.8	73.34	18.94	210.9	195.5	1.964	1.927	0.817
June	213.0	70.27	23.34	199.8	184.9	1.824	1.790	0.801
July	247.4	60.49	27.24	236.6	219.8	2.126	2.088	0.789
August	199.1	61.16	26.56	206.9	192.5	1.878	1.844	0.797
September	164.7	55.36	23.25	193.8	180.9	1.803	1.663	0.767
October	110.3	48.05	19.18	144.6	134.7	1.391	1.278	0.790
November	78.2	32.22	15.91	119.1	109.7	1.159	1.136	0.853
December	69.1	28.76	11.04	114.9	103.7	1.123	1.002	0.780
Year	1770.1	614.07	17.80	2020.6	1873.0	19.049	18.393	0.814

Legends

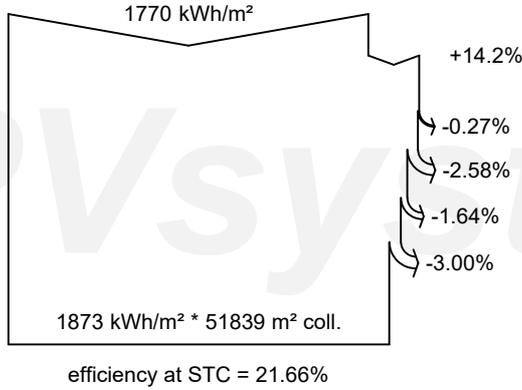
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

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

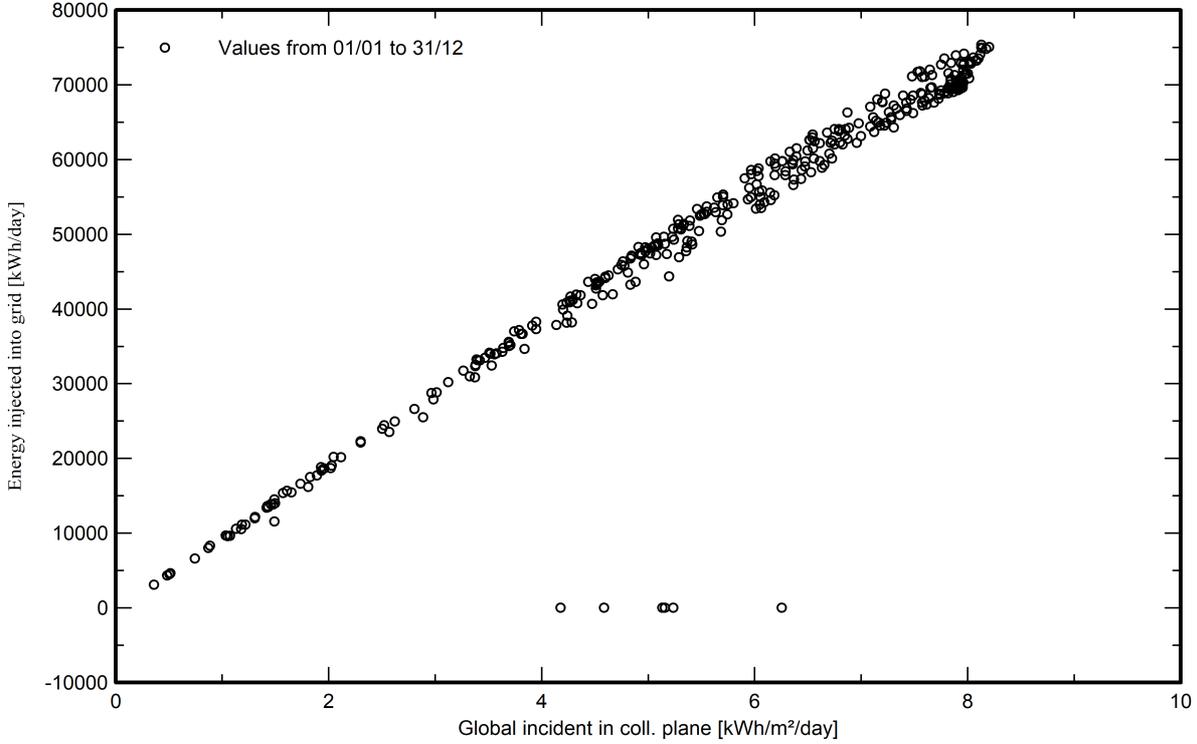


PVsyst V7.2.12

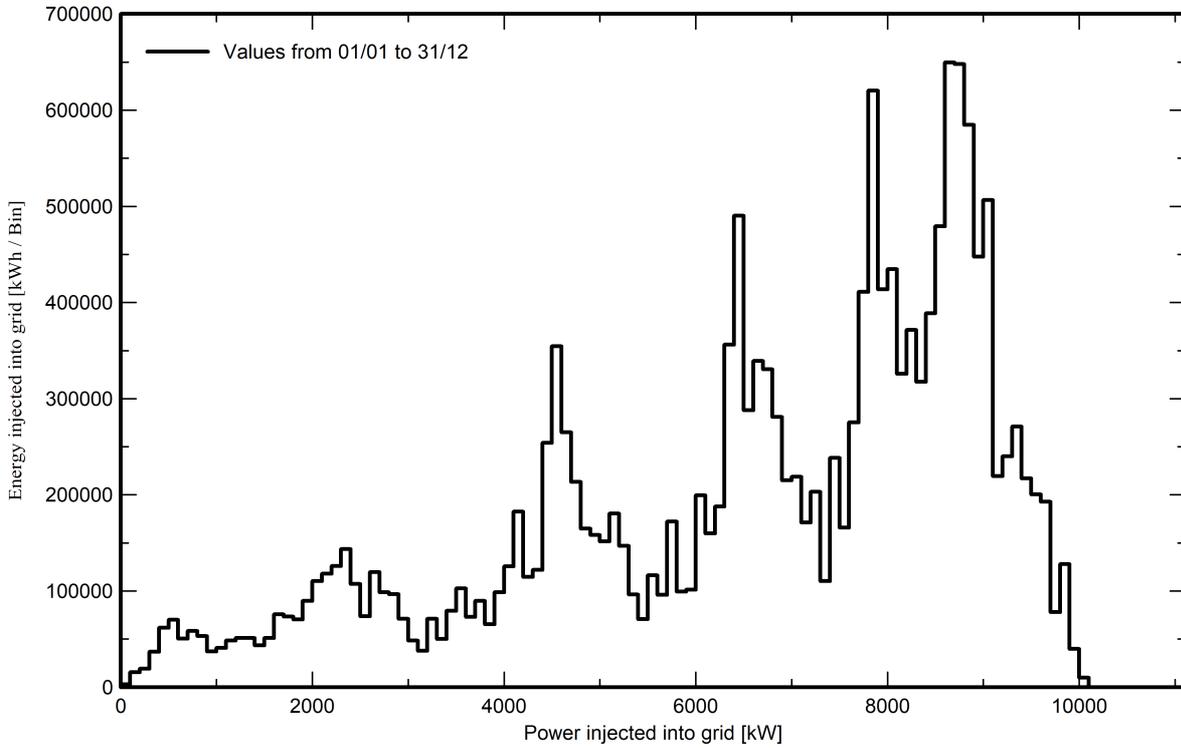
VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

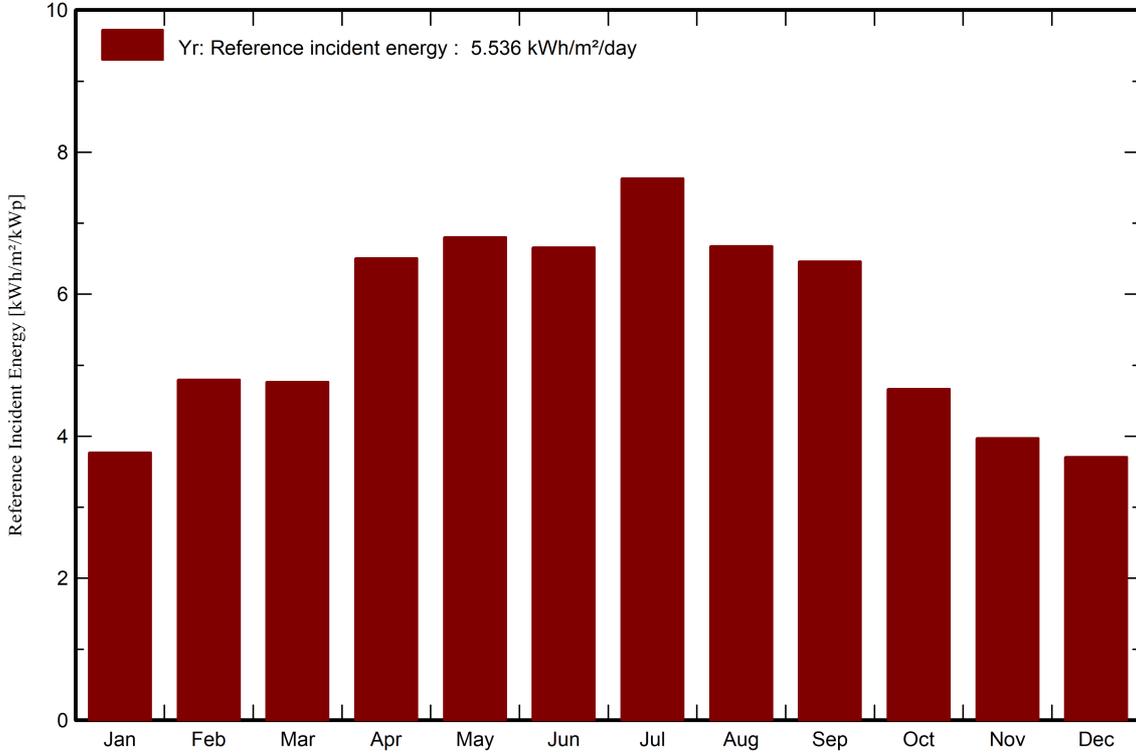




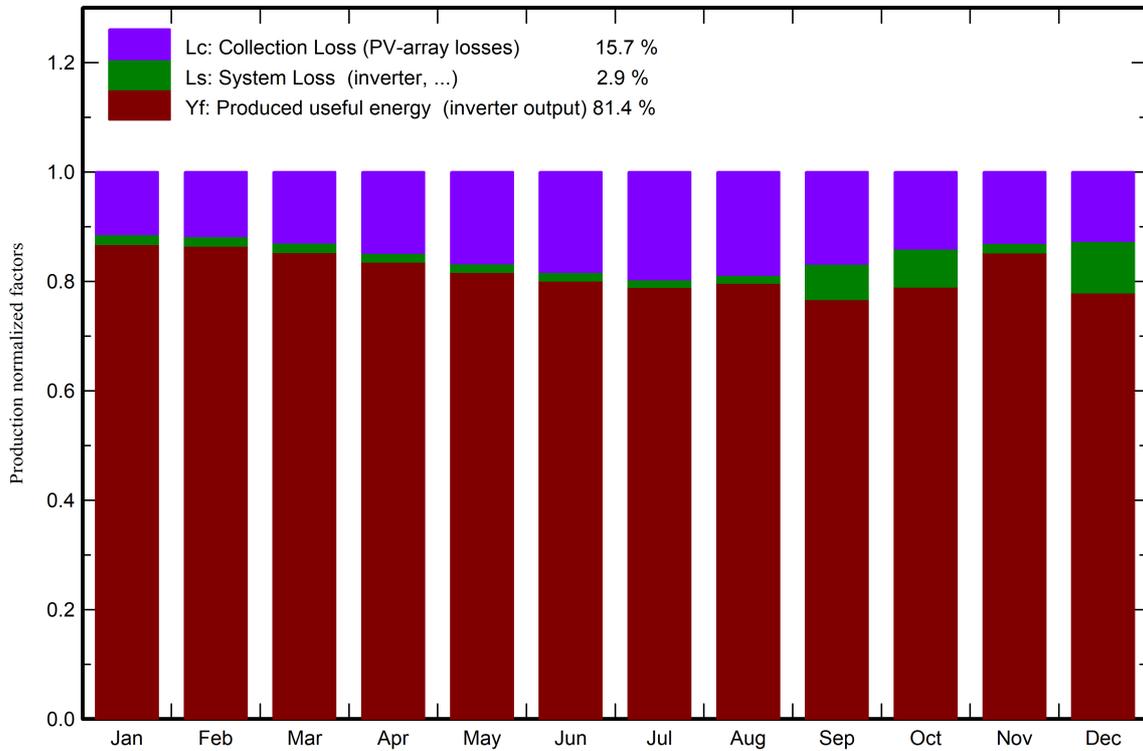
PVsyst V7.2.12
VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



Fattori normalizzati di produzione e di perdita



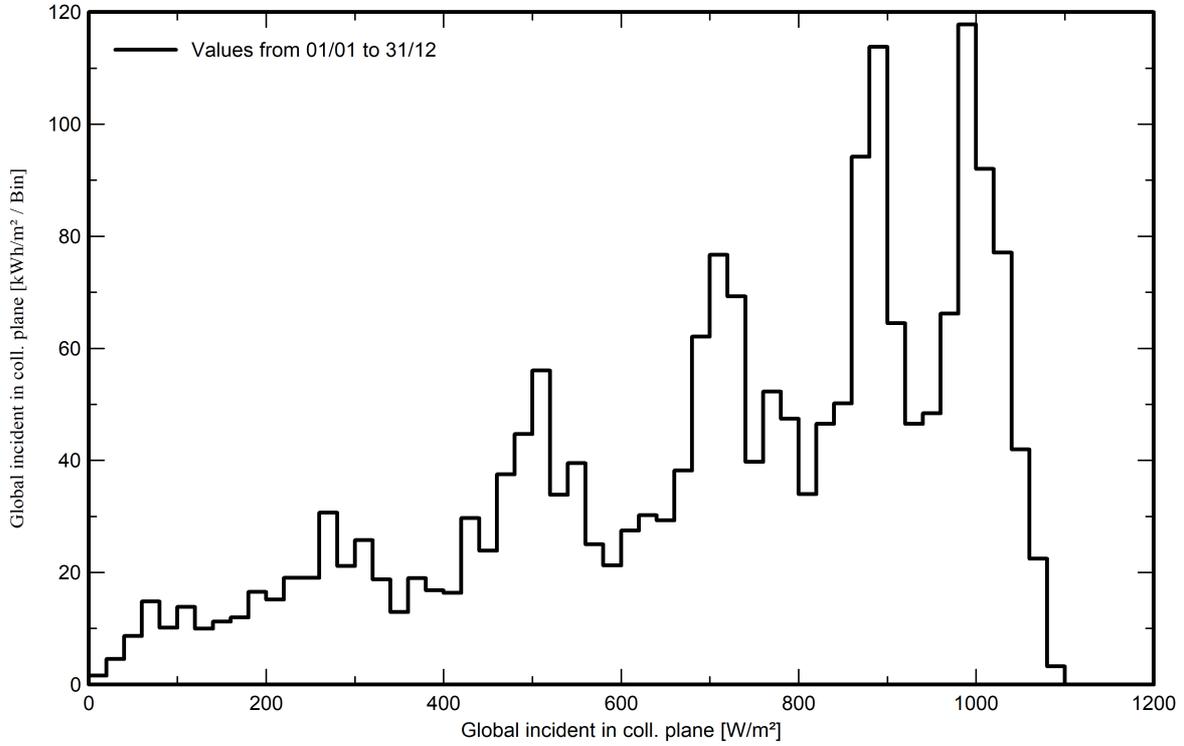


PVsyst V7.2.12

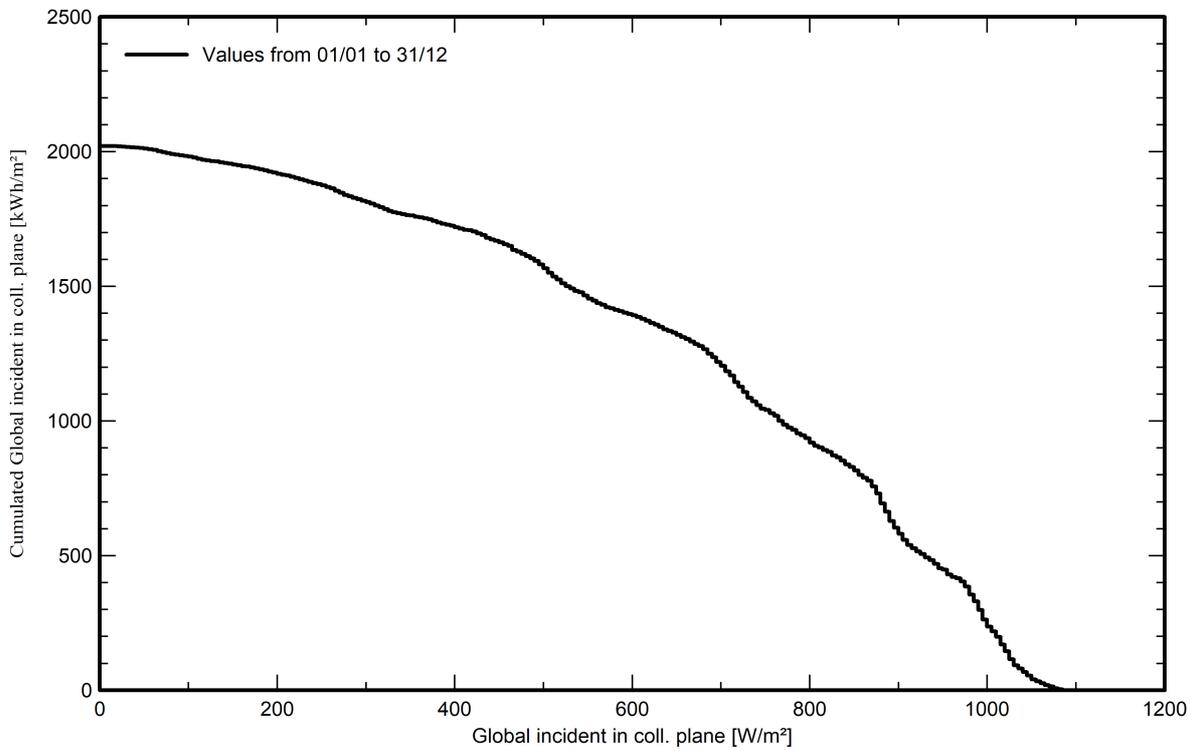
VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente



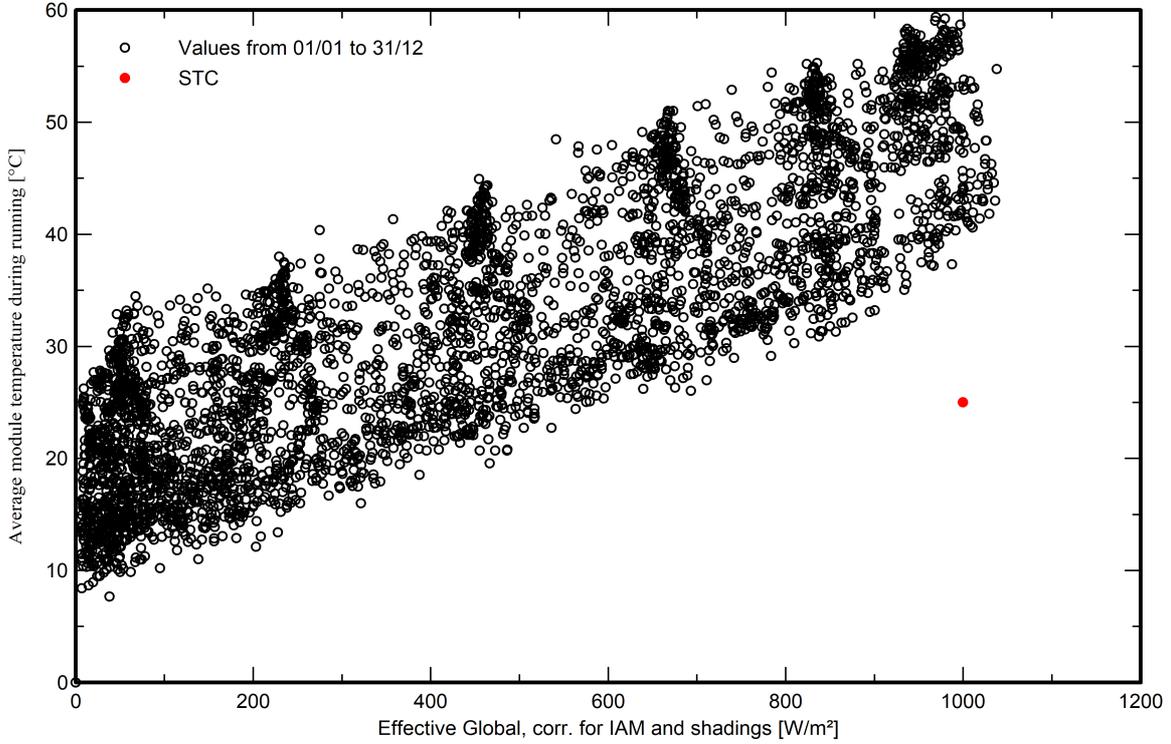


PVsyst V7.2.12

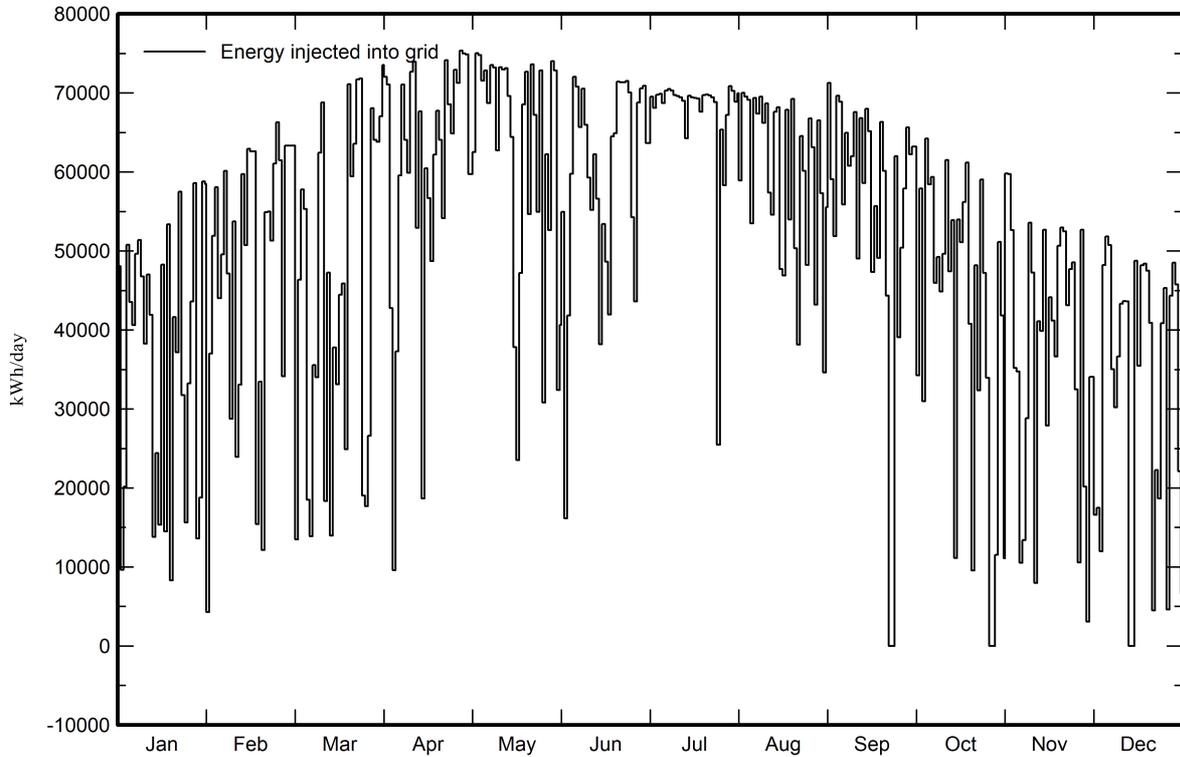
VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace



Energia giornaliera in uscita sistema



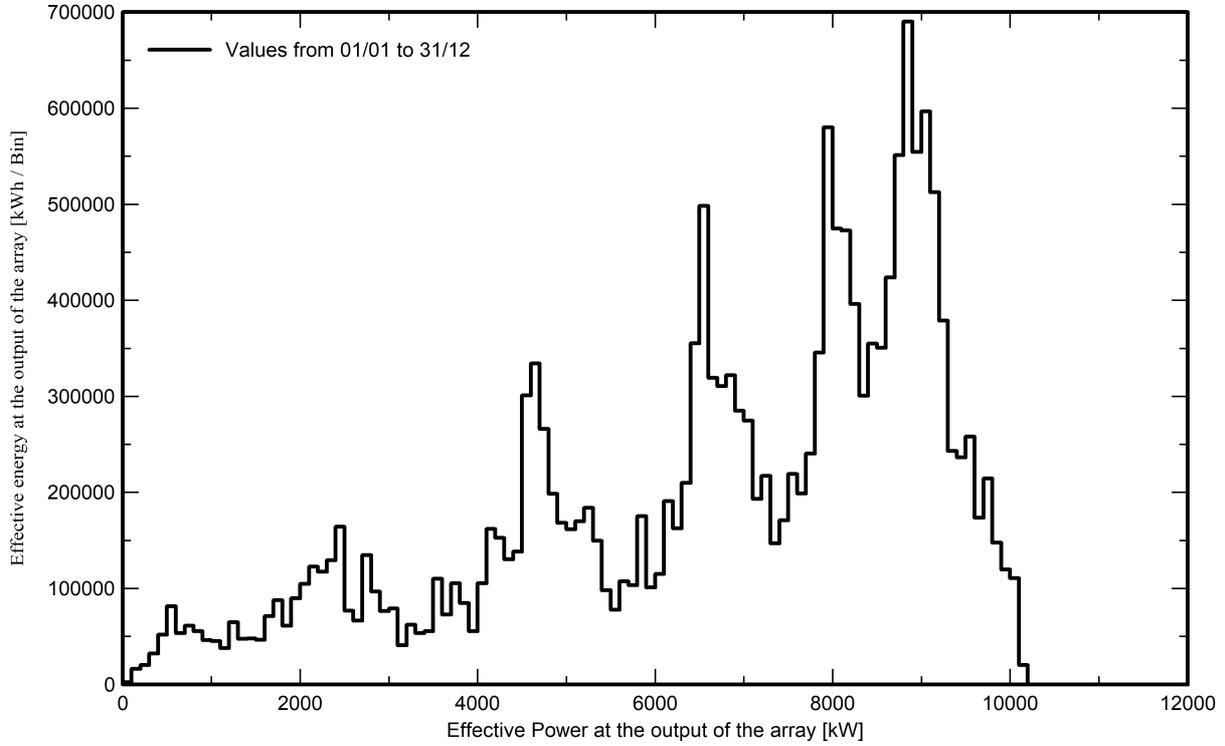


PVsyst V7.2.12

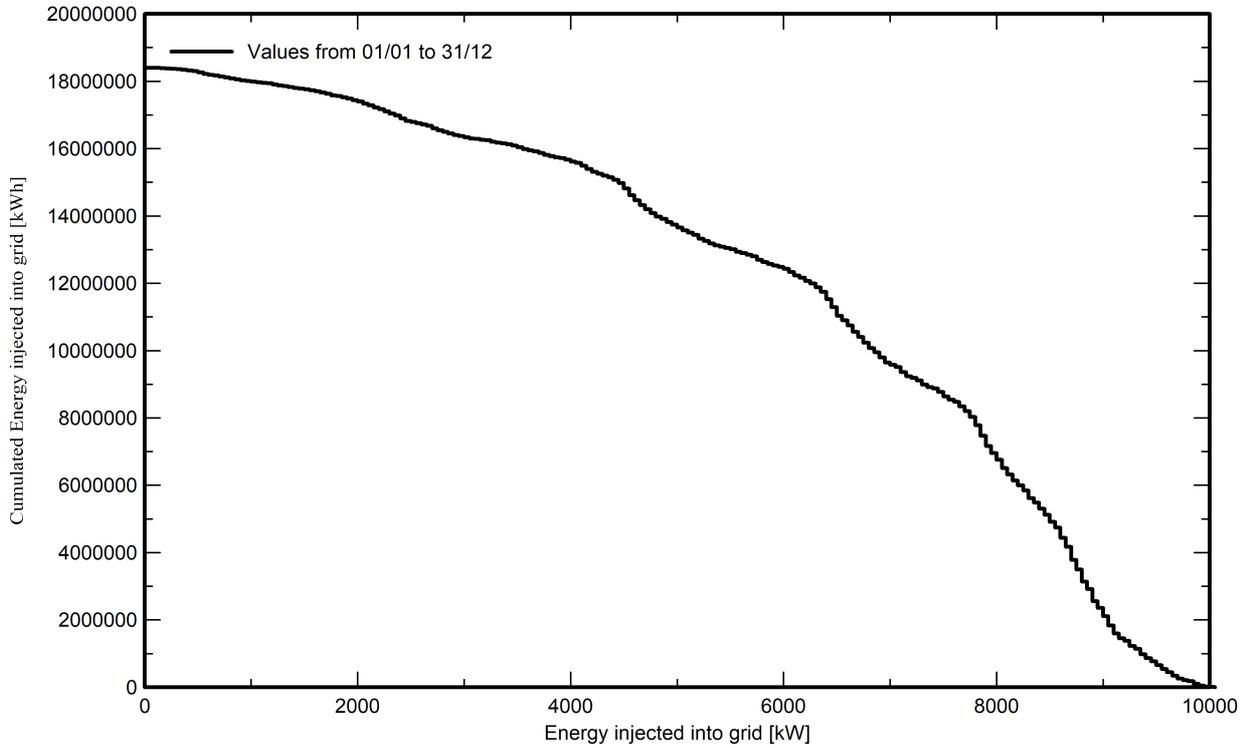
VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Predef. graphs

Distribuzione potenza dell'impianto



Coda della distribuzione della potenza in uscita

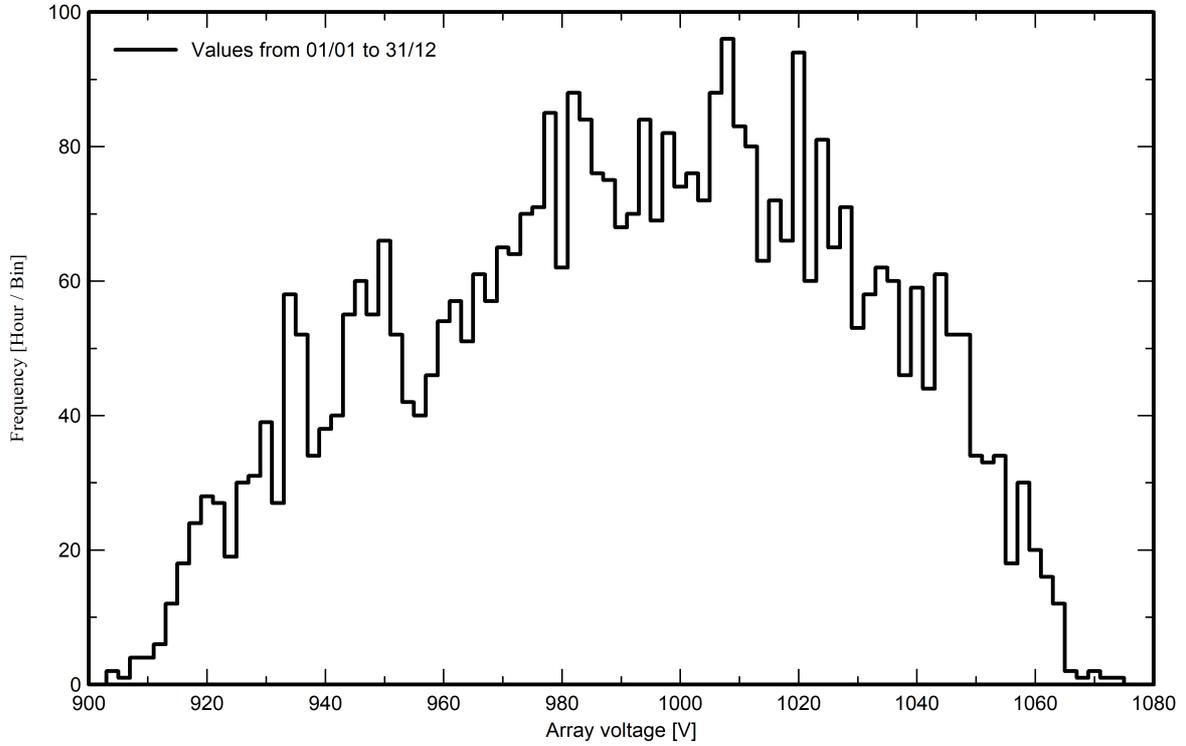




PVsyst V7.2.12
VC1, Simulation date:
11/03/22 13:28
with v7.2.12

Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL



PVsyst V7.2.12

VC1, Simulation date:
 11/03/22 13:28
 with v7.2.12

CO₂ Emission Balance

Total: 182901.1 tCO₂

Generated emissions

Total: 19623.21 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 233412.9 tCO₂

System production: 18393.45 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

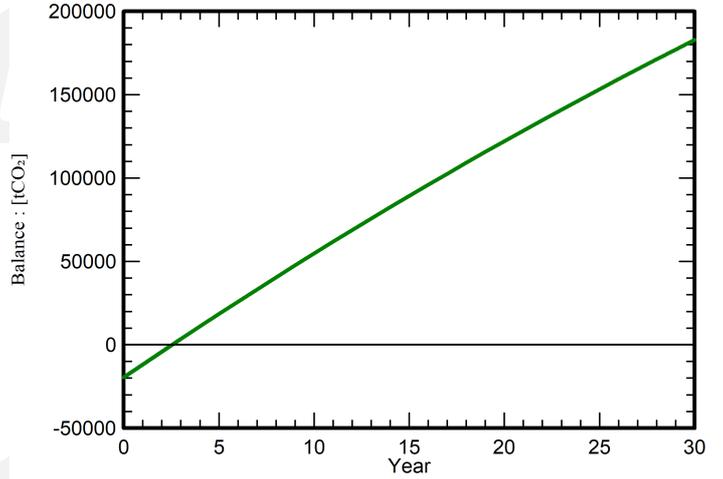
Source: IEA List

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	11181 kWp	19149854
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	166880 kg	470837
Inverters	280 kgCO ₂ /units	9.00 units	2516