



UNIONE  
EUROPEA



REGIONE  
SICILIANA



COMUNE DI  
CALTANISSETTA



COMUNE DI  
SERRADIFALCO



COMUNE DI  
SAN CATALDO



PROPONENTE:



**RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l.**

Via Andrea Doria, 41/G, 00192 Roma  
C.F. e P.I.: 06400370968

SVILUPPATORE:



**ATHENA ENERGIE S.p.A.**

Via Duca, 25 - 93010 Serradifalco (CL)  
C.F. e P.I.: 02042980850

COORDINATORE  
DI PROGETTO:

**Dott. Ing. STEFANO GASPAROTTO**

Via Tommaso Grossi, 12 - 20900 Monza (MB)

PROGETTAZIONE:

**INGEGNERIA CIVILE, ELETTRICA, AMBIENTALE E COORDINAM.:**



**MPOWER s.r.l.**

**Dott. Ing. Edoardo Boscarino**

Via N. Machiavelli, 2 - 95030 Sant'Agata Li Battiati (CT)  
PEC: mpower@pec.mpowersrl.it

TEAM DI PROGETTO:

Arch. Attilio Massarelli (Progettazione e Staff di Coord.) Ing. Roberto Ruggeri (Aspetti Strutturali)  
Ing. Giovanni Battaglia (Progettazione e Staff di Coord.) Ing. Giovanni Chiovetta (Acustica Ambientale)  
Ing. Agostino Sciacchitano (Progettazione) Biol. Domenico Catalano (Studio di Impatto Ambient.)  
Ing. Cristina Luca (Sicurezza in Cantiere e Coord.) Geol. Stefania Serra (Studio di Impatto Ambientale)  
Arch. Giuseppe Messina (Aspetti Paesaggistici) Ing. Gianni Barletta (Impianti Elettrici)  
Geol. Marco Gagliano (GIS) Ing. Giuseppe Baiardo (Impianti Elettrici)  
Geol. Francesco Buccheri (GIS) Prof. Agr. Salvatore Puleri (Aspetti Agron.e Mitig.Amb.)  
Geol. Salvatore Bannò (Aspetti Geologici) Dott. Agr. Giuliano Di Salvo (Mitigazione Ambientale)  
Geom. Alfredo Andò - ALPISCAN Srl (Topografia) Dott. Rosario Pignatello - IBLARCHÉ Srls (VPIA)

OPERE DI RETE:

**INGEGNERIA OPERE DI RETE:**



3E Ingegneria srl

**Dott. Ing. Giovanni Saraceno**

Via G. Volpe, 92 - Pisa (PI)  
email: giovanni.saraceno@3eingegneria.it  
PEC: 3eingegneria@legalmail.it

OPERA:

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI 99,00 MW DI PICCO E 80 MVA DI IMMISSIONE, DENOMINATO "CALTANISSETTA 2", UBICATO NELLA CONTRADA "GROTTA ROSSA" DEL COMUNE DI CALTANISSETTA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NELLA CONTRADA "CUSATINO" DEL MEDESIMO COMUNE**

OGGETTO:

**PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO - ECONOMICA**

**RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ ENERGETICA PVSYSY**

IL PROPONENTE:

IL PROGETTISTA:



APPROVAZIONE:

00

30-07-2024

PRIMA EMISSIONE PER RICHIESTA AU E PROCEDURA VIA

GB

EB

EB

REV.

DATA

OGGETTO DELLA REVISIONE

ELABORAZIONE

VERIFICA

APPROVAZIONE

SCALA:

CODICE DOCUMENTO:

CODICE ELABORATO:

FORMATO:

23-29/CL2

PFTE

RS06REL0043A0

00

COMMESSA

FASE

TAVOLA

REV.

**R.24.00**

## PROPONENTE

**RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.**Via Andrea Doria n. 41/G, CAP 00192 - Roma  
C.F. e P.IVA 06400370968

## PROGETTO

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI 99,00 MW DI PICCO E 80 MVA DI IMMISSIONE, DENOMINATO "CALTANISSETTA 2", UBICATO NELLA CONTRADA "GROTTA ROSSA" DEL COMUNE DI CALTANISSETTA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NELLA CONTRADA "CUSATINO" DEL MEDESIMO COMUNE**

**PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO – ECONOMICA**

## OGGETTO

**RELAZIONE TECNICA DI PRODUCIBILITÀ ENERGETICA PVSYST**

## ELENCO REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Redatto da	Revisionato da	Approvato da	Modifiche
0	30-07-2024	Istruttoria VIA/AU	G. Baiardo	E. Boscarino	E. Boscarino	Prima emissione

Questo documento è di proprietà di RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L. È severamente vietato riprodurre questo documento, in tutto o in parte, e fornire a terzi qualsiasi informazione relativa senza il previo consenso scritto di RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
<b>2. DEFINIZIONE E TERMINOLOGIA</b> .....	<b>5</b>
<b>3. UBICAZIONE DELL'AREA</b> .....	<b>8</b>
<b>4. IRRAGGIAMENTO</b> .....	<b>11</b>
<b>5. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO</b> .....	<b>12</b>
<b>6. MODULI FOTOVOLTAICI</b> .....	<b>15</b>
<b>7. INVERTER</b> .....	<b>18</b>
<b>8. RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ</b> .....	<b>20</b>
<b>9. ALLEGATI – REPORT PRODUCIBILITA' “REPORTPVSYST”</b> .....	<b>21</b>
9.1 ALLEGATO I – STRUTTURE TRACKER – PITCH 10,5 metri .....	21
9.2 ALLEGATO II – STRUTTURE TRACKER – PITCH 9 metri.....	17
9.3 ALLEGATO III – STRUTTURE FISSE – PITCH 4,5 metri.....	11
<b>10. CONCLUSIONI</b> .....	<b>11</b>

## 1. PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica di Producibilità Elettrica del progetto, proposto dalla società RWE Renewables Italia Srl, che prevede la nuova realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “**CALTANISSETTA 2**”, di potenza complessiva pari a 99,00 MWp e delle relative opere per la connessione alla RTN, installato su terreno agricolo sito nel Comune di Caltanissetta (CL), Contrada Grottarossa, su un’area complessiva di circa 242 ha, superficie totale netta (proiezione al suolo dei moduli fotovoltaici) pari a circa 43 ha ed una superficie totale, (proiezione al suolo di tutte le strutture costituenti l’impianto), pari a soli 43,1 ha.

All’interno dell’area di impianto saranno installati 159.684 moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione da 620 Wp su strutture, per la maggior parte, ad inseguimento monoassiale, 229 inverter da 350 kVA e 36 cabine elettriche di trasformazione e distribuzione MT/BT. Tutto rimovibile a fine vita impianto con un tasso molto elevato di riciclo della componentistica e dei materiali impiegati. Si tratta quindi di un impianto a bassissimo impatto ambientale sul luogo di installazione, che vede la maggiore, seppur contenuta, interferenza con l’ambiente circostante durante il circoscritto periodo di cantiere.

L’energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale per mezzo di un elettrodotto di collegamento a 36 kV di lunghezza pari a circa 6,2 km, tra l’impianto agrivoltaico e la sezione a 36 kV della nuova SE di Terna 150/36 kV da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV “Canicatti – Caltanissetta”, conformemente al preventivo di connessione elaborato da Terna (Codice Pratica: 201901114).

Tali infrastrutture di rete per la connessione, per le quali Terna ha già approvato la pre- fattibilità, sono da realizzarsi nella Contrada Cusatino del Comune di Caltanissetta (CL).

Il soggetto proponente dell’iniziativa è la Società RWE Renewables Italia Srl avente sede legale ed operativa a Roma (RM) Via Andrea Doria n. 41/G – CAP 00192, C.F. e P.IVA 06400370968.

Il progetto in esame è configurabile come intervento rientrante tra le categorie elencate nell’Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ed è pertanto soggetto alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in sede statale in quanto:

“impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW” (fattispecie aggiunta dall’art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021).

Ai sensi del comma 2-bis dell’art. 7-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. il presente progetto rientra tra “Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell’Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.”

Come le opere della stessa tipologia, definite dal Parlamento “strategiche” per il Paese, questo progetto “agrivoltaico” ha contenuti e ricadute economico-sociali di grande rilievo, mentre i potenziali impatti negativi sono stati opportunamente mitigati con gli interventi mirati che vengono descritti nella documentazione di progetto.

Tale progetto “agrivoltaico” consente all’impianto installato di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili a zero emissioni nel luogo di produzione, attraverso un sistema strettamente integrato

---

con l'attività agricola, creando sinergie tra progetti di pari rilevanza e dignità, come illustrato negli elaborati allegati.

## 2. DEFINIZIONE E TERMINOLOGIA

### DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA

<b>Angolo di tilt:</b>	Angolo che la superficie esposta forma con l'orizzonte, positivo dal piano orizzontale verso l'alto.
<b>Angolo di Azimut:</b>	Posizione della superficie rispetto all'asse N-S; vale 0° quando la superficie è rivolta a sud, -90° quando è rivolta ad est e 90° se rivolta a Ovest. Il simbolo utilizzato è $\alpha$ (alfa).
<b>Angolo di Incidenza:</b>	Angolo che un raggio luminoso, che colpisce una superficie, forma con la perpendicolare della superficie stessa.
<b>Cella fotovoltaica:</b>	dispositivo semiconduttore in grado di generare energia elettrica quando è esposto alla luce solare.
<b>Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC):</b>	Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC – Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, consistono in: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Temperatura delle celle: 25 °C <math>\pm</math> 2 °C.</li><li>2. Irraggiamento sul piano del dispositivo: 1.000 W/m<sup>2</sup></li><li>3. Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 – valutata secondo la Norma CEI EN 60904-3;</li></ol>
<b>Corrente di corto circuito <math>I_{sc}</math>:</b>	corrente erogata dal modulo in condizioni di corto circuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
<b>Corrente alla massima potenza <math>I_{mpp}</math>:</b>	corrente massima generata dal modulo ad una particolare temperatura e radiazione solare;
<b>Generatore fotovoltaico (FV):</b>	insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere una potenza desiderata.
<b>Gestore della Rete:</b>	è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori;
<b>Impianto fotovoltaico:</b>	<p>è un sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico).</p> <p>Tale impianto rientra pertanto nella categoria degli impianti “alimentati da fonti rinnovabili non programmabili” (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria e in funzione del regime meteorologico istantaneo). L'impianto è schematicamente costituito dal campo fotovoltaico, dal</p>



gruppo di conversione c.c./c.a. e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione.

**Indice di Massa d’Aria (AM – Air Mass)** Indice che consente di considerare i fenomeni di attenuazione dell’energia solare dovuti all’attraversamento dell’atmosfera da parte della radiazione elettromagnetica incidente in un certo istante, in un determinato punto della superficie terrestre e con un determinato angolo di elevazione del sole rispetto all’orizzonte;

**Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media dell’impianto fotovoltaico):** Il rapporto tra la resa energetica dell’impianto fotovoltaico (energia prodotta dall’impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell’impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l’impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard 1000 W/m<sup>2</sup>);

**Inseguitore della massima potenza (MPPT):** Dispositivo di comando dell’inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;

**Interfaccia rete:** Dispositivo che provvede all’interfacciamento dell’impianto fotovoltaico all’impianto elettrico dell’utilizzatore e, quindi, alla rete elettrica locale;

**Inverter:** convertitore statico in cui viene effettuata la conversione dell’energia elettrica da continua ad alternata, tramite un ponte semiconduttore e opportune apparecchiature di controllo che permettono di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico.

**Irraggiamento solare:** Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all’integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare. È espresso in W/m<sup>2</sup>

**Modulo fotovoltaico:** Insieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate in serie al fine di raggiungere una tensione, una corrente e una potenza desiderata; le celle sono installate e collegate su un idoneo supporto, atto a proteggerle dagli agenti atmosferici, anteriormente tramite vetro e posteriormente con vetro, nel caso di moduli bifacciali

	e/ in materiale plastico, nel caso di moduli tradizionali. Il bordo esterno del modulo, solitamente, è protetto da una cornice di alluminio anodizzato.
<b>Potenza massima o di picco <math>W_p</math>:</b>	Potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) in condizioni di prova definite "standard" (abbreviato STC) che risultano le seguenti: Air Mass = 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m <sup>2</sup> , temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
<b>Potenza immessa in rete da un impianto fotovoltaico:</b>	Potenza elettrica misurata al punto di connessione con la rete del distributore;
<b>Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico:</b>	Potenza elettrica (espressa in $W_p$ ) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
<b>Stringa fotovoltaica:</b>	insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere una tensione e una potenza desiderata (maggiore di quella di modulo). La tensione di lavoro dell'impianto è quella determinata dal carico elettrico "equivalente" visto ai morsetti della stringa;
<b>STC: Standard Test Condition</b>	Vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;
<b>Tensione a vuoto <math>V_{oc}</math>:</b>	Tensione generata ai morsetti del modulo a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
<b>Tensione alla massima potenza <math>V_{mpp}</math>:</b>	Tensione massima generata dal modulo ad una particolare temperatura e radiazione solare;
<b>Tracker:</b>	Insieme costituito dai seguenti elementi: Vela, culla di movimentazione orizzontale, pali di sostegno;
<b>Vela:</b>	Insieme di più strip affiancate;



### 3. UBICAZIONE DELL'AREA

L'area di intervento dell'impianto agrivoltaico in oggetto, denominato "CALTANISSETTA 2", ricade in località Grotta Rossa, ed è localizzata a circa 16 km a SO dal centro urbano di Caltanissetta e a circa 8,3 km a NE dal centro urbano di Canicattì (AG). L'area di intervento occupa una superficie complessiva di circa 242 ha, mentre quella relativa alle aree utili di impianto è pari a circa 43 ha (Figg. 3-1 e 3-2).

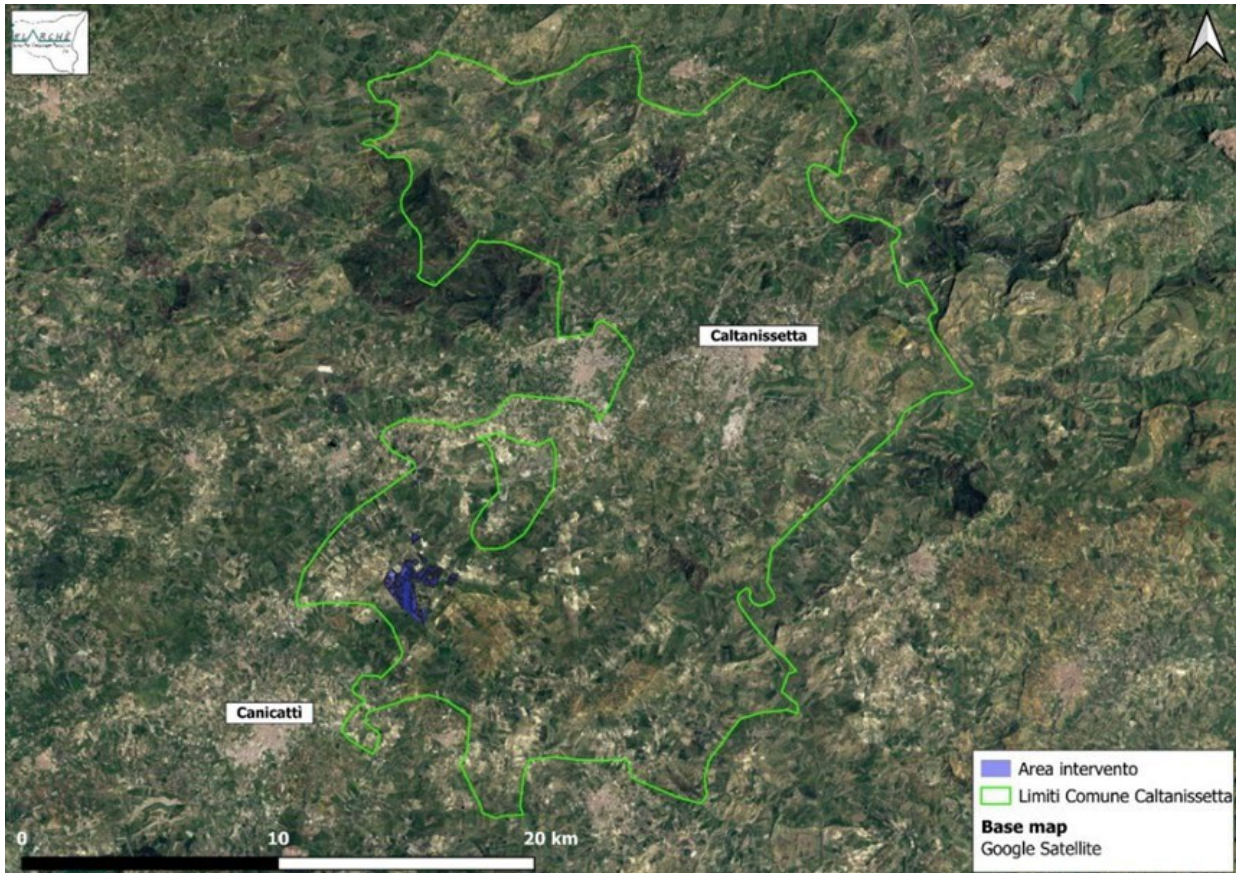


Figura 3-1: Inquadramento topografico aree d'intervento



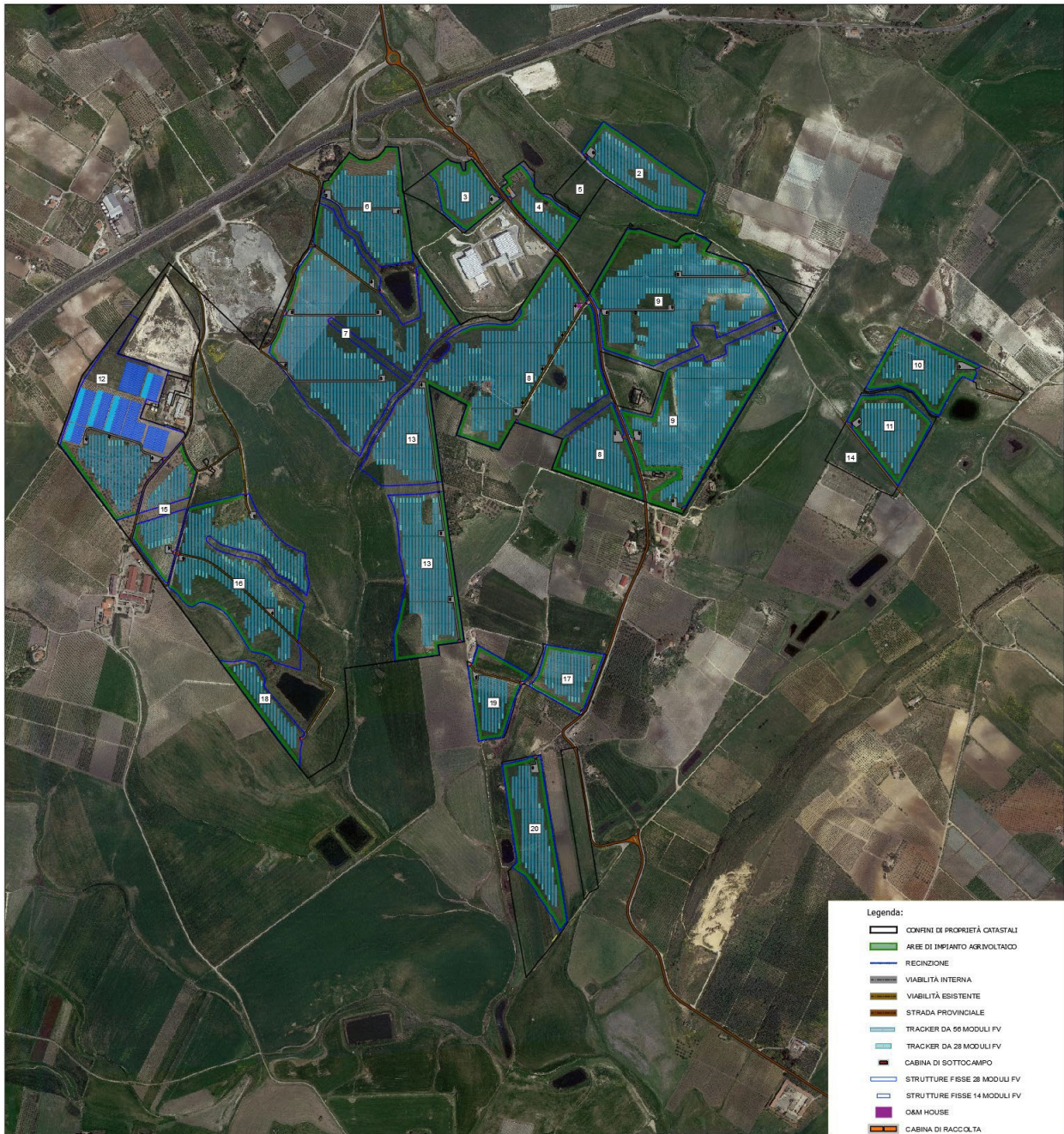


Figura 3-2: Inquadramento dell'area relativa al parco agrivoltaico.

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali informazioni sull'ubicazione dell'impianto di progetto:

<b>Denominazione impianto:</b>	<i>Agrivoltaico "CALTANISSETTA 2"</i>	
<b>Luogo di installazione:</b>	<i>Comune di Caltanissetta (Impianto, Cavidotto, e SE) Comune di Serradifalco e Caltanissetta su percorso stradale (Cavidotto)</i>	
<b>Particelle catastali area impianto:</b>	<i>Comune di Caltanissetta Fg. 210 Part. 40, 94, 128, 129, 142, 181, 216, 308, 310, 311, 312. Fg. 240 Part. 1, 3, 39, 41, 42, 43, 60, 63, 74, 75, 90, 94, 95, 96, 97, 100, 102, 112, 157, 158, 159, 169, 324, 354. Fg. 241 Part. 11, 16, 17, 22, 24, 25, 28, 34, 35, 36, 38, 40, 41, 42, 44, 48, 50, 53, 74, 84, 92, 95, 96, 104, 105, 107, 108, 109, 110, 115, 117, 118, 129, 131, 133, 160, 170, 171, 172, 173, 175, 204, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 214, 215, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 236, 239, 271, 310.</i>	
<b>Coordinate impianto da Google Earth (punto baricentrico):</b>	<i>13,914421 X 37,412256 Y</i>	<i>13° 54' 51,92" N 37° 24' 44,12" E</i>

**Tabella 3-1: Riepilogo informazioni ubicazione area d'impianto.**



## 4. IRRAGGIAMENTO

In generale, l'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo in quanto presenta una buona esposizione alla radiazione solare ed è facilmente accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Il sito di installazione dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database. Il database internazionale PVGIS (Rif. PVGIS TMY - 2005 - 2016) rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra registrate su un periodo di circa vent'anni. Inoltre modelli sofisticati di interpolazione all'interno del software consentono calcoli affidabili di radiazione solare, temperatura e parametri addizionali in ogni località del mondo.

Il database contiene i seguenti dati:

1. Irraggiamento orizzontale globale;
2. Irraggiamento orizzontale diffuso;
3. Temperatura ambientale;
4. Velocità del vento.

I valori di irraggiamento orari vengono calcolati sulla base di un algoritmo partendo dai valori di irraggiamento mensile che considera anche la copertura del cielo, il numero di giornate serene con cielo terso, eventuale torbidità dell'atmosfera.

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito di interesse.

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici utilizzati per il presente calcolo di producibilità.

	<b>Irraggiamento orizzontale globale</b>	<b>Irraggiamento diffuso orizz.</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Velocità del vento</b>	<b>Umidità relativa</b>
	kWh/m <sup>2</sup> /mese	kWh/m <sup>2</sup> /mese	°C	m/s	%
Gennaio	72.0	31.5	7.0	3.26	77.0
Febbraio	97.5	37.4	8.7	2.65	78.6
Marzo	124.6	59.7	9.3	3.50	81.7
Aprile	173.3	66.8	13.3	3.33	72.0
Maggio	204.7	72.2	16.6	2.77	72.0
Giugno	220.4	66.7	22.7	2.45	63.1
Luglio	246.7	61.0	25.3	2.34	63.5
Agosto	223.6	57.2	25.2	4.00	60.2
Settembre	166.8	53.7	21.0	2.66	71.1
Ottobre	127.4	45.3	17.2	2.18	73.9
Novembre	73.6	33.4	13.7	2.84	79.6
Dicembre	80.3	29.0	8.6	1.94	74.0
<b>Anno</b>	<b>1810.9</b>	<b>613.9</b>	<b>15.7</b>	<b>2.8</b>	<b>72.2</b>

**Tabella 4-1: Dati database PVGIS TMY**

---

## 5. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO





L'impianto agrivoltaico previsto, ha una potenza di picco complessiva pari a **99 MW<sub>p</sub>** e **80 MVA** di immissione.

L'architettura di sistema utilizzata prevede la suddivisione del campo agrivoltaico in quattro lotti (A, C, F e G), suddivise, a loro volta, in 17 aree, di cui 15 sono effettivamente occupate dall'impianto.

All'interno delle aree di impianto saranno installati moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione da 620 W<sub>p</sub>, per un totale di 159.684 moduli, su diverse tipologie di strutture, ovvero:

- Strutture ad inseguimento monoassiale con asse preferibilmente Nord-Sud, conseguentemente con pannelli orientati Est-Ovest ed inclinazione di +55°/-55°. Le strutture presenteranno una distanza di interasse (Pitch) prevalente di 10,5 metri, ad eccezione dell'area di impianto 9 all'interno del lotto A (Fig. 5-1).
- Strutture fisse a canopy e posa dei moduli con tilt di 20° ed azimuth pari a 17°. Questa tipologia di struttura, con distanza di interasse di 4,5 metri, sarà utilizzata nella zona dell'area 12, del lotto, A dove attualmente sono presenti vigneti da uva da tavola (Fig. 5-1).



-  AREA CON PITCH A 9 METRI
-  AREA CON PITCH A 10,5 METRI
-  AREA CON VIGNETO UVA DA TAVOLA
-  CONFINI DI PROPRIETÀ CATASTALI

**Figura 5-1: Inquadramento dell'impianto con individuazioni delle aree con differenti caratteristiche tecniche.**

Il design di impianto prevede l'installazione di inverter di stringa, per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata, di taglia pari 350 kVA, per un totale di 229 inverter. Ad ogni inverter saranno collegati prevalentemente un numero di stringhe pari a 25 ed in alcuni casi, pari a 24.

É prevista inoltre l'installazione di cabine di sottocampo, all'interno del quale sarà installato:

- Un quadro di bassa tensione (Power Center), per raccogliere l'energia elettrica ad 800 V proveniente dai relativi inverter;
- Un trasformatore di potenza MT/BT, di taglia che varia da 1400 kVA a 3150 kVA, utilizzato per aumentare il livello di tensione da 0,8 V a 36 kV.



- Un quadro di media tensione, contenente tre celle MT, di cui una sarà utilizzata per il collegamento del trasformatore, e le altre due per il collegamento in entra-esci con le altre cabine di sottocampo.
- In totale, è prevista l'installazione di 36 cabine di sottocampo ed 1 cabina di raccolta.

Quest'ultima servirà per raccogliere i cinque circuiti in entra-esci provenienti dalle cabine di sottocampo e per la partenza delle terne da utilizzare per la connessione alla stazione elettrica.

Di seguito si riportano un riepilogo dei dati di impianto per lotto (Tab 5-1):

RIEPILOGO DATI LOTTI IMPIANTO AGRIVOLTAICO "CALTANISSETTA 2"													
A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	N	O	
NUMERAZIONE AREE	SOTTO CAMPO	CABINA DI SOTTOCAMPO	Potenza trafo [kVA]	Numero moduli da 620 W (tipo Jinko Solar mod. Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-620 Watt BIFACIAL)	Potenza DC [kWp]	Numero di inverter da 24 stringhe	Numero di inverter da 25 stringhe	Numero totale di inverter da 350 kVA	Numero di inverter per area	Potenza AC totale per area [kVA]	Numero di inverter per cabina	Potenza AC per cabina [kVA]	
2	C	CS.2.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100	
4		-	N.B. Inverter collegati alla cabina CS.3.1	1.400	868,00	0	2	2	2	700	-	-	
3	A	CS.3.1	2500	2.688	1.666,56	4	0	4	4	1400	6	2100	
6		CS.6.1	2000	6.860	4.253,20	5	0	5	10	3500	5	1750	
		CS.6.2	2000			0	5	5			5	1750	
7		CS.7.1	2500	22.764	14.113,68	0	6	6	33	11550	6	2100	
		CS.7.2	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.7.3	2500			6	1	7			7	2450	
		CS.7.4	2500			6	1	7			7	2450	
		CS.7.5	2500			0	7	7			7	2450	
8		CS.8.1	2500	25.872	16.040,64	1	5	6	37	12950	6	2100	
		CS.8.2	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.8.3	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.8.4	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.8.5	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.8.6	2500			0	7	7			7	2450	
9		CS.9.1	2500	34.300	21.266,00	0	7	7	49	17150	7	2450	
		CS.9.2	2500			0	7	7			7	2450	
		CS.9.3	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.9.4	2500			0	6	6			6	2100	
		CS.9.5	3150			0	8	8			8	2800	
		CS.9.6	3150			0	8	8			8	2800	
	CS.9.7	2500			0	7	7			7	2450		
12*	CS.12.1	2500	12.600	7.812,00	0	6	6	18	6300	6	2100		
	CS.12.2	2500			0	6	6			6	2100		
	CS.12.3	2500			0	6	6			6	2100		
13	C.13.1	3150	14.000	8.680,00	0	8	8	20	7000	8	2800		
	C.13.2	2500			0	6	6			6	2100		
	C.13.3	2500			0	6	6			6	2100		
15	C15.1	2000	2.800	1.736,00	0	4	4	4	1400	4	1400		
16	C16.1	2500	11.900	7.378,00	0	7	7	17	5950	7	2450		
	C16.2	2500			0	7	7			7	2450		
	C16.3	2500			0	3	3			6	2100		
18	-	N.B. Inverter collegati alla cabina CS.16.3	2100	1.302,00	0	3	3	3	1050	-	-		
10	F	CS.10.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100	
11		CS.11.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100	
17	CS.17.1	2500	2.800	1.736,00	0	4	4	4	1400	7	2450		
19	G	CS.19.1	N.B. Inverter collegati alla cabina CS.17.1	2.100	1.302,00	0	3	3	3	1050	-	-	
20	CS.20.1	2500	4.900	3.038,00	0	7	7	7	2450	7	2450		
*Sottocampo con strutture tracker e strutture fisse				TOTALE	159.684,00	99.004,08	22,00	207,00	229,00	229,00	80.150,00	229,00	80.150,00

Tabella 5-1: Riepilogo dati di Impianto per lotti.



## 6. MODULI FOTOVOLTAICI

Il dimensionamento di massima sarà realizzato con un modulo fotovoltaico composto da 132 celle fotovoltaiche (2 x 66) in silicio monocristallino da 93,78 x 44,65 mm, ad alta efficienza e connesse elettricamente in serie, per una potenza complessiva di 620 W<sub>p</sub>.

- Marca: Jinko Solar (dato indicativo del pannello utilizzato per la progettazione, la marca sarà definita in base alla disponibilità di mercato all'atto del montaggio dell'impianto)
- Modello: JKM620N-66HL4M-BDV

Caratteristiche geometriche e dati meccanici:

- Dimensioni (LxAxP): 2382x1134x30 mm;
- Tipo celle: Silicio monocristallino;
- Telaio: Lega di alluminio anodizzato;
- Peso: 33,4 kg;

Caratteristiche elettriche (in STC):

- Potenza di picco (W<sub>p</sub>) [W]: 620
- Tensione a circuito aperto (V<sub>oc</sub>) [V]: 49,08
- Tensione al punto di massima potenza (V<sub>mp</sub>) [V]: 40,74
- Corrente al punto di massima potenza (I<sub>mp</sub>) [A]: 15,22
- Corrente di corto circuito (I<sub>sc</sub>) [A]: 16,08
- Efficienza [%]: 22,95

Di seguito è riportata la scheda tecnica del modulo fotovoltaico scelto (Fig. 6-1).

www.jinkosolar.com



## Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-620 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

### N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems



### Key Features



#### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



#### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



#### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



#### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



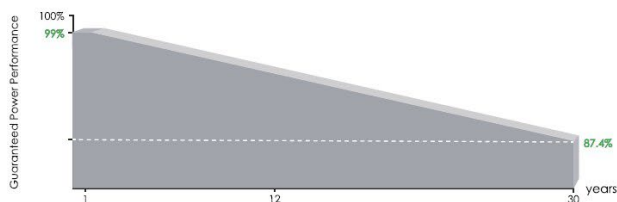
#### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Continuous Quality Assurance

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

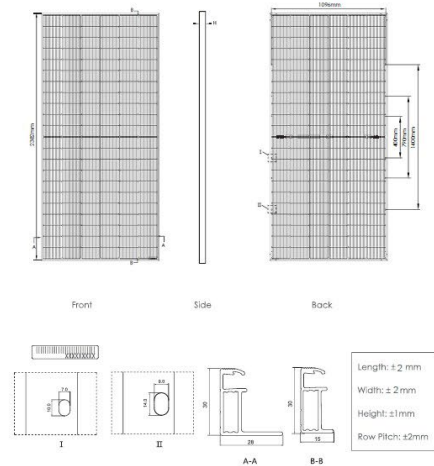


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

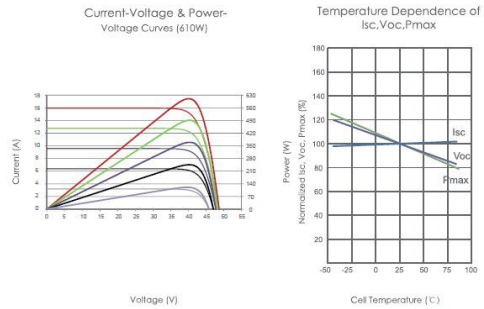
### Engineering Drawings



### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )  
 36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	132 (2x66)
Dimensions	2382x1134x30mm (93.78x44.65x1.18 inch)
Weight	33.4kg (73.63 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM600N-66HL4M-BDV		JKM605N-66HL4M-BDV		JKM610N-66HL4M-BDV		JKM615N-66HL4M-BDV		JKM620N-66HL4M-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	600Wp	453Wp	605Wp	457Wp	610Wp	461Wp	615Wp	464Wp	620Wp	468Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.16V	37.60V	40.31V	37.76V	40.46V	37.92V	40.60V	38.10V	40.74V	38.25V
Maximum Power Current (Imp)	14.94A	12.05A	15.01A	12.10A	15.08A	12.15A	15.15A	12.19A	15.22A	12.24A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.28V	45.86V	48.48V	46.05V	48.68V	46.24V	48.88V	46.43V	49.08V	46.62V
Short-circuit Current (Isc)	15.84A	12.79A	15.90A	12.83A	15.96A	12.88A	16.02A	12.93A	16.08A	12.98A
Module Efficiency STC (%)	22.21%		22.40%		22.58%		22.77%		22.95%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	35A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficient of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficient of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficient of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

### BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		JKM600N-66HL4M-BDV	JKM605N-66HL4M-BDV	JKM610N-66HL4M-BDV	JKM615N-66HL4M-BDV	JKM620N-66HL4M-BDV
5%	Maximum Power (Pmax)	630Wp	635Wp	641Wp	646Wp	651Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.32%	23.52%	23.71%	23.91%	24.10%
15%	Maximum Power (Pmax)	690Wp	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.54%	25.76%	25.97%	26.18%	26.40%
25%	Maximum Power (Pmax)	750Wp	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.77%	28.00%	28.23%	28.46%	28.69%

\*STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>    🌡 Cell Temperature 25°C    ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup>    🌡 Ambient Temperature 20°C    ☁ AM=1.5    🌀 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JKM600-620N-66HL4M-BDV-D3-EN

**Figura 6-1: Scheda tecnica del modulo fotovoltaico selezionato**

## 7. INVERTER

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante convertitori statici trifase (inverter) della marca SUNGROW, modello SG350HX, la cui potenza massima dell'inverter è pari a 350 kVA. La ripartizione dei vari moduli su ognuno degli inverter utilizzati sarà effettuata sulla base delle caratteristiche tecniche sotto riportate (Fig. 7-1).



### SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

#### HIGH YIELD

- Up to 16 MPPTs with max. efficiency 99%
- 20A per string, compatible with 500Wp+ module
- Data exchange with tracker system, improving yield

#### LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis, active O&M

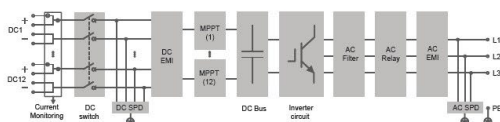
#### GRID SUPPORT

- SCR $\geq$ 1.16 stable operation in extremely weak grid
- Reactive power response time <30ms
- Compliant with global grid code

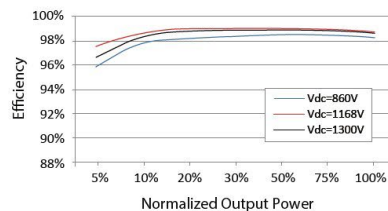
#### PROVEN SAFETY

- 2 strings per MPPT, no fear of string reverse connection
- Integrated DC switch, automatically cut off the fault
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring

#### CIRCUIT DIAGRAM



#### EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤116 kg (≤255.7 lbs)
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66 (NEMA 4X)
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> / Max. 10AWG, optional 8AWG )
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm <sup>2</sup> / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

**Figura 7-1: Scheda tecnica dell'inverter selezionato**



## 8. RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ

Il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico è stato effettuato utilizzando il programma PVsyst vers.7.2.8, realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili, nonché dal mondo bancario che eroga i project financing dei progetti in costruzione.

I risultati di calcolo sono riportati in allegato al presente documento "Report PVsyst".

Nel caso del progetto in esame sono state effettuate tre differenti simulazioni a seconda delle diverse caratteristiche tecniche sopradescritte, ovvero:

- 1) Analisi di producibilità dell'impianto per moduli installati su strutture ad inseguimento monoassiale con distanza di interasse pari a 10,5 metri. I moduli fotovoltaici installati con questa configurazione impiantistica sono pari a 117.684, per una potenza pari a 72.964,08 kW<sub>p</sub>.
- 2) Analisi di producibilità dell'impianto per moduli installati su strutture ad inseguimento monoassiale con distanza di interasse pari a 9 metri. I moduli fotovoltaici installati con questa configurazione impiantistica sono pari a 34300, per una potenza pari a 21266 kW<sub>p</sub>.
- 3) Analisi di producibilità dell'impianto per moduli installati su strutture fisse a canopy. I moduli fotovoltaici installati con questa configurazione impiantistica sono pari a 7.700, per una potenza pari a 4.774 kW<sub>p</sub>.

Sono stati considerati i seguenti fattori:

1. radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici, che è legata alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici. Inoltre dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi.
2. temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
3. perdite di ombreggiamento ombre vicine (per esempio tracker) ed ombre lontane (orografia);
4. perdite per basso irraggiamento (la tensione delle stringhe è minore della minima tensione di funzionamento dell'inverter);
5. caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche;
6. perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
7. perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
8. perdite inverter (efficienza di conversione per superamento P<sub>max</sub>);
9. perdite per sporco sui moduli.

In seguito "Report PVsyst" viene rappresentato il diagramma di flusso energetico.

A partire dalla radiazione solare globale orizzontale caratteristica per il sito (1.811 kWh/m<sup>2</sup>/anno), sono rappresentati tutti i guadagni energetici e le perdite, ottenendo così l'energia immessa in rete.

---

## 9. ALLEGATI – REPORT PRODUCIBILITA’ “REPORT PVSYST”

### 9.1 ALLEGATO I – STRUTTURE TRACKER – PITCH 10,5 metri



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

Unlimited trackers

System power: 72.96 MWp

Delia - Italia



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

## PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Delia	Latitude 37.40 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitude 13.92 °E	
	Altitude 456 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Meteo data</b>		
Delia		
PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited trackers</b>	<b>Near Shadings</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Tracking algorithm</b>	No Shadings
Orientation	Astronomic calculation	
Tracking horizontal axis		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 117684 units	Nb. of units 169 units	
Pnom total 72.96 MWp	Pnom total 59.15 MWac	
	Pnom ratio 1.234	
<b>User's needs</b>		
Unlimited load (grid)		

### Results summary

Produced Energy	144694 MWh/year	Specific production	1983 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.30 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	12
Main results	13
Loss diagram	14
Special graphs	15
P50 - P90 evaluation	16



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

## PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited trackers</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Trackers configuration</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation		Nb. of trackers 999 units	
Tracking horizontal axis				Unlimited trackers	
				<b>Sizes</b>	
				Tracker Spacing 10.5 m	
				Collector width 4.80 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 45.7 %	
				Left inactive band 0.02 m	
				Right inactive band 0.02 m	
				Phi min / max. +/- 55.0 °	
				<b>Shading limit angles</b>	
				Phi limits +/- 62.4 °	
<b>Models used</b>					
Transposition	Perez				
Diffuse	Imported				
Circumsolar	separate				
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height	1.8 °	No Shadings		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation				
	unlimited trackers				
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	10.50 m	Ground albedo		0.30	
Tracker width	4.84 m	Bifaciality factor		80 %	
GCR	46.1 %	Rear shading factor		5.0 %	
Axis height above ground	3.97 m	Rear mismatch loss		10.0 %	
		Shed transparent fraction		0.0 %	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM620N-66HL4M-BDV	Model	SG350HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	620 Wp	Unit Nom. Power	350 kWac
Number of PV modules	117684 units	Number of inverters	169 units
Nominal (STC)	72.96 MWp	Total power	59150 kWac
<b>Array #1 - CS.2.1</b>			
Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics****Array #2 - CS.3.1**

Number of PV modules	4088 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2535 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	146 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2312 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
I mpp	2234 A		

**Array #3 - CS.6.1**

Number of PV modules	3360 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	2083 kWp	Total power	1750 kWac
Modules	120 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	1900 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
I mpp	1836 A		

**Array #4 - CS.6.2**

Number of PV modules	3500 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	2170 kWp	Total power	1750 kWac
Modules	125 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	1979 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	1913 A		

**Array #5 - CS.7.1**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**Array #6 - CS.7.2**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**Array #7 - CS.7.3**

Number of PV modules	4732 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	2934 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	169 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2676 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	2586 A		



**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

**Array #8 - CS.7.4**

Number of PV modules	4732 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	2934 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	169 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2676 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	2586 A		

**Array #9 - CS.7.5**

Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		

**Array #10 - CS.8.1**

Number of PV modules	4172 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2587 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	149 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2359 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.23
I mpp	2280 A		

**Array #11 - CS.8.2**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**Array #12 - CS.8.3**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**Array #13 - CS.8.4**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		



**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

**Array #14 - CS.8.5**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**Array #15 - CS.8.6**

Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		

**Array #16 - CS.12.1**

Number of PV modules	2100 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1302 kWp	Total power	1050 kWac
Modules	75 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	1188 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	1148 A		

**Array #17 - CS.12.2**

Number of PV modules	1400 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	868 kWp	Total power	700 kWac
Modules	50 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	792 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	765 A		

**Array #18 - CS.12.3**

Number of PV modules	1400 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	868 kWp	Total power	700 kWac
Modules	50 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	792 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	765 A		

**Array #19 - CS.13.1**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		



**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

**Array #20 - CS.13.2**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		

**Array #21 - CS.13.3**

Number of PV modules	5600 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3472 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	200 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	3167 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	3060 A		

**Array #22 - CS.15.1**

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1736 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	1583 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	1530 A		

**Array #23 - CS.16.1**

Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		

**Array #24 - CS.16.2**

Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		

**Array #25 - CS.16.3**

Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		





**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

<b>Array #26 - CS.10.1</b>			
Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		
<b>Array #27 - CS.11.1</b>			
Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2375 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2295 A		
<b>Array #28 - CS.17.1</b>			
Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		
<b>Array #29 - CS.20.1</b>			
Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	72964 kWp	Total power	59150 kWac
Total	117684 modules	Nb. of inverters	169 units
Module area	317887 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.23



**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

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

**Serie Diode Loss**

Voltage drop 0.7 V  
Loss Fraction 0.1 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

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

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

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 0.27 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - CS.2.1**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - CS.3.1**

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

**Array #3 - CS.6.1**

Global array res. 9.3 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - CS.6.2**

Global array res. 8.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #5 - CS.7.1**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #6 - CS.7.2**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #7 - CS.7.3**

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

**Array #8 - CS.7.4**

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

**Array #9 - CS.7.5**

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

**Array #10 - CS.8.1**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #11 - CS.8.2**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #12 - CS.8.3**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #13 - CS.8.4**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #14 - CS.8.5**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #15 - CS.8.6**

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

**Array #16 - CS.12.1**

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

**Array #17 - CS.12.2**

Global array res. 22 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #18 - CS.12.3**

Global array res. 22 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #19 - CS.13.1**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #20 - CS.13.2**

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #21 - CS.13.3**

Global array res. 5.6 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #22 - CS.15.1**

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



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

## PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

### DC wiring losses

<b>Array #23 - CS.16.1</b>		<b>Array #24 - CS.16.2</b>	
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #25 - CS.16.3</b>		<b>Array #26 - CS.10.1</b>	
Global array res.	7.5 mΩ	Global array res.	7.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #27 - CS.11.1</b>		<b>Array #28 - CS.17.1</b>	
Global array res.	7.5 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #29 - CS.20.1</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		



## Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

### PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

### System losses

#### Unavailability of the system

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

## PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

### Horizon definition

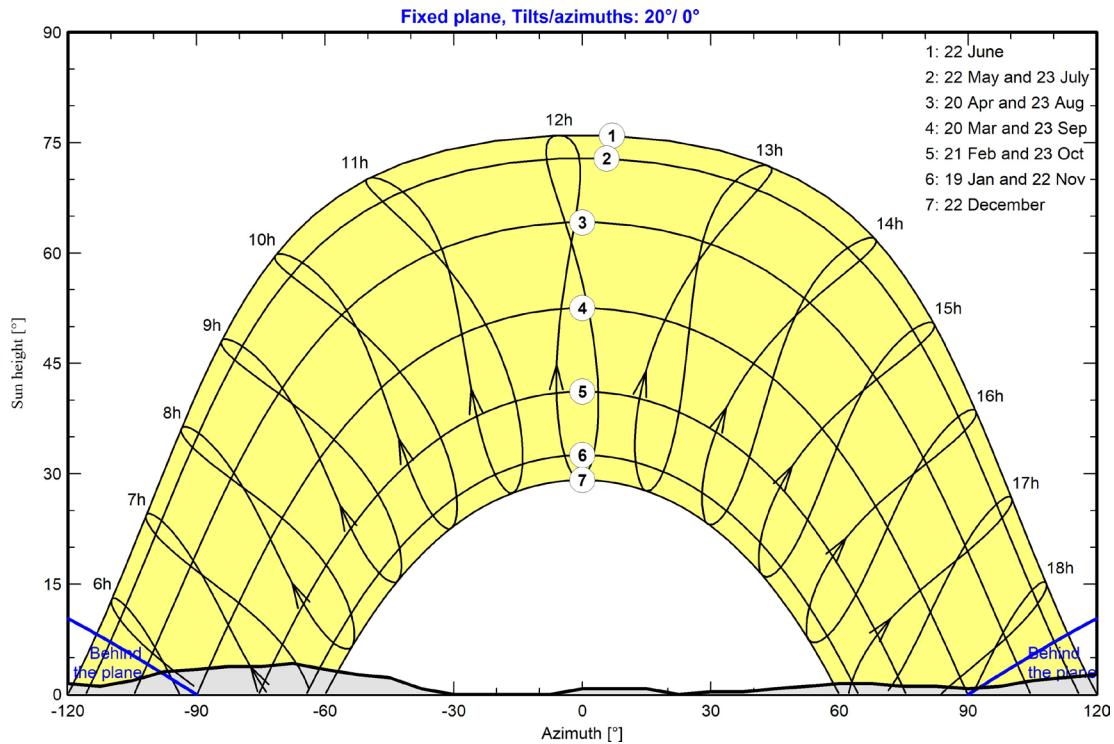
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'12', Long=13°55'1', Alt=456m

Average Height 1.8 °      Albedo Factor 0.92  
Diffuse Factor 0.99      Albedo Fraction 100 %

### Horizon profile

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

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

## PVsyst V7.2.8

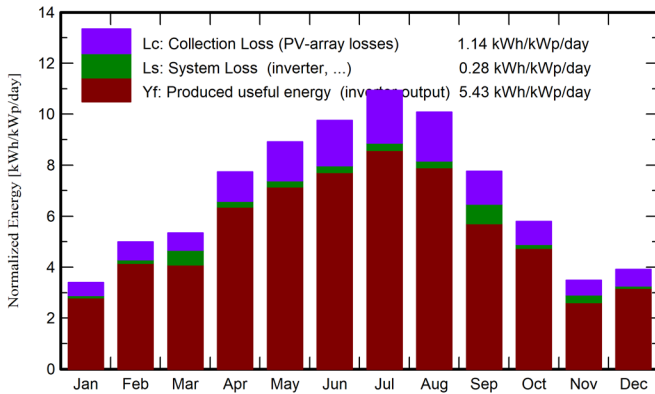
VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

### Main results

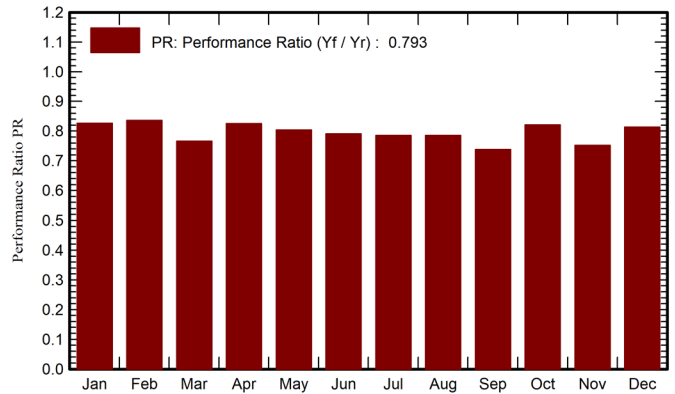
#### System Production

Produced Energy (P50) 144694 MWh/year      Specific production (P50) 1983 kWh/kWp/year      Performance Ratio PR 79.30 %  
 Produced Energy (P90) 139.0 GWh/year      Specific production (P90) 1905 kWh/kWp/year  
 Produced Energy (P95) 137.4 GWh/year      Specific production (P95) 1883 kWh/kWp/year

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



#### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	72.0	31.47	6.95	105.3	86.9	6534	6343	0.826
February	97.5	37.38	8.66	139.7	118.9	8779	8516	0.836
March	124.6	59.69	9.31	165.8	144.5	10595	9268	0.766
April	173.3	66.78	13.28	231.7	206.0	14406	13944	0.825
May	204.7	72.16	16.55	276.1	247.3	16723	16188	0.803
June	220.4	66.73	22.74	292.6	265.3	17461	16893	0.791
July	246.7	61.04	25.29	339.0	306.3	20073	19428	0.786
August	223.6	57.22	25.19	312.3	278.4	18477	17885	0.785
September	166.8	53.71	21.02	232.6	205.8	14181	12528	0.738
October	127.4	45.29	17.24	179.7	156.1	11095	10763	0.821
November	73.6	33.38	13.66	104.6	86.9	6391	5735	0.752
December	80.3	29.00	8.59	121.4	99.5	7411	7203	0.813
Year	1811.0	613.83	15.74	2500.7	2202.0	152128	144694	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		



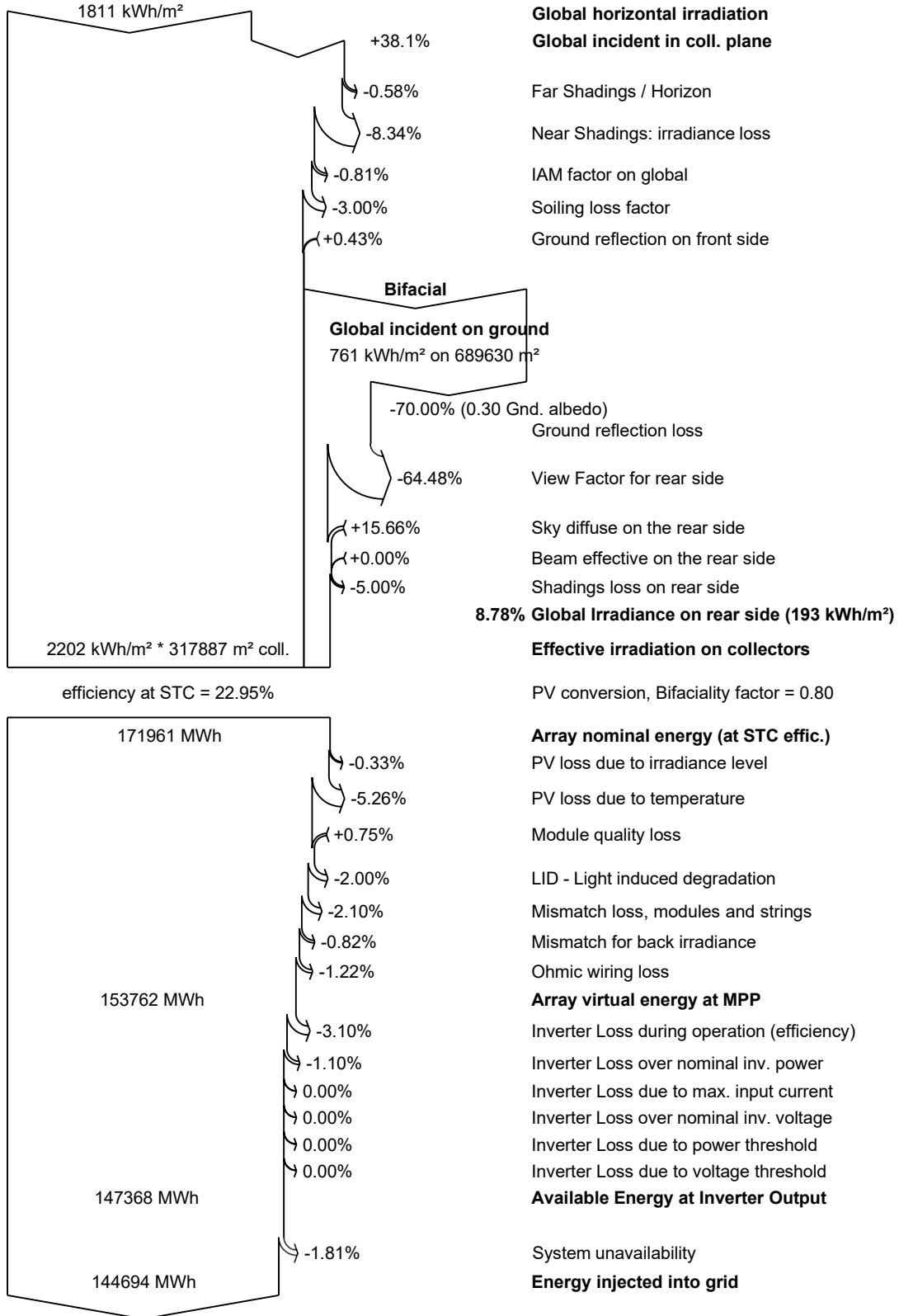
# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 10,5 metri

PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

## Loss diagram



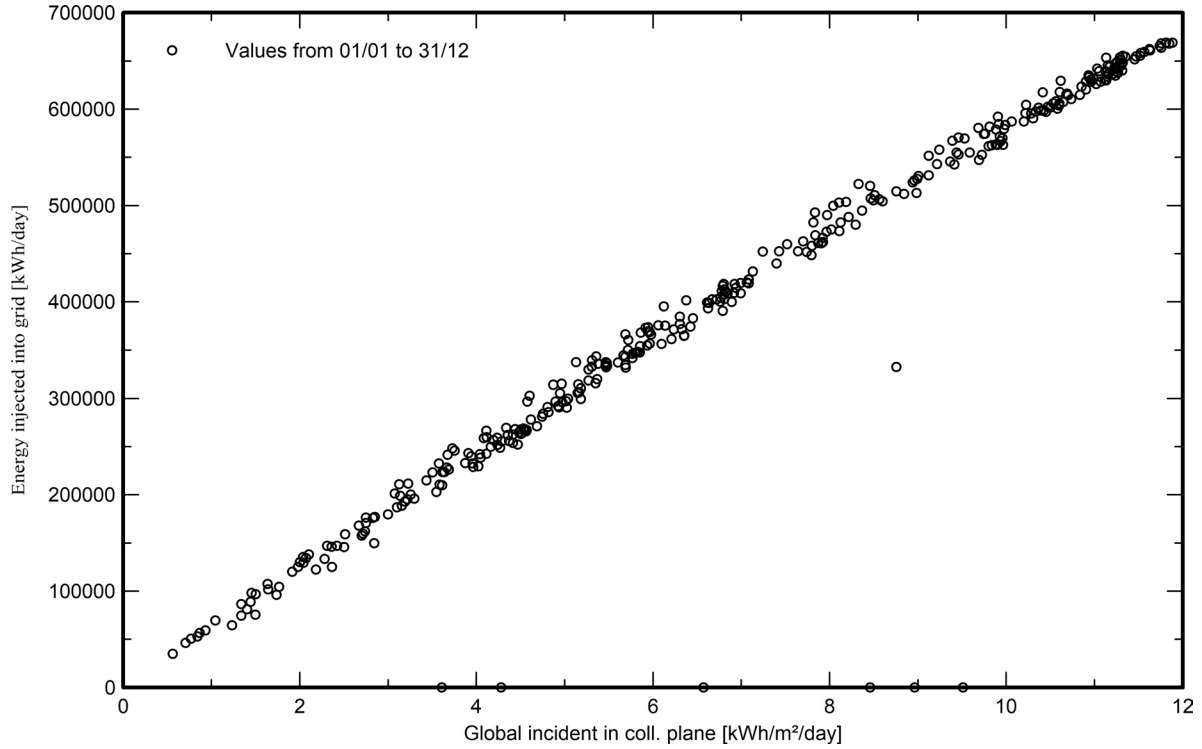


PVsyst V7.2.8

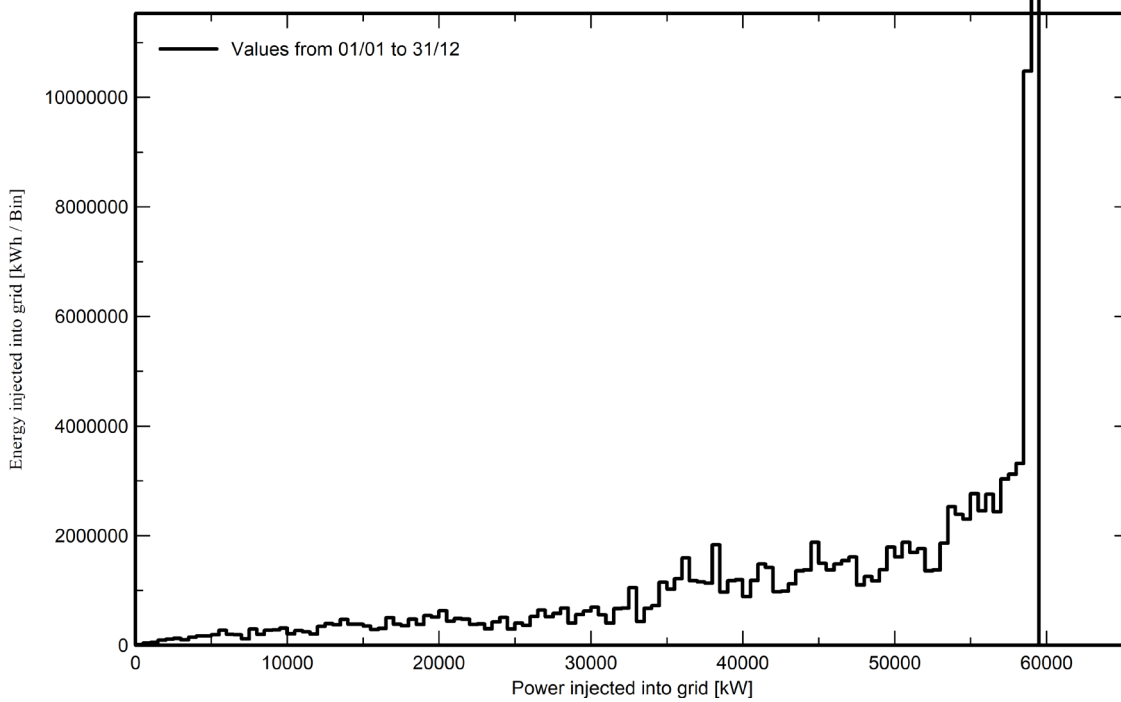
VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema







**PVsyst V7.2.8**

VC2, Simulation date:  
13/06/24 18:45  
with v7.2.8

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source	PVGIS api TMY
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	2.5 %

**Specified Deviation**

Climate change	0.0 %
----------------	-------

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum)	3.1 %
-----------------------------	-------

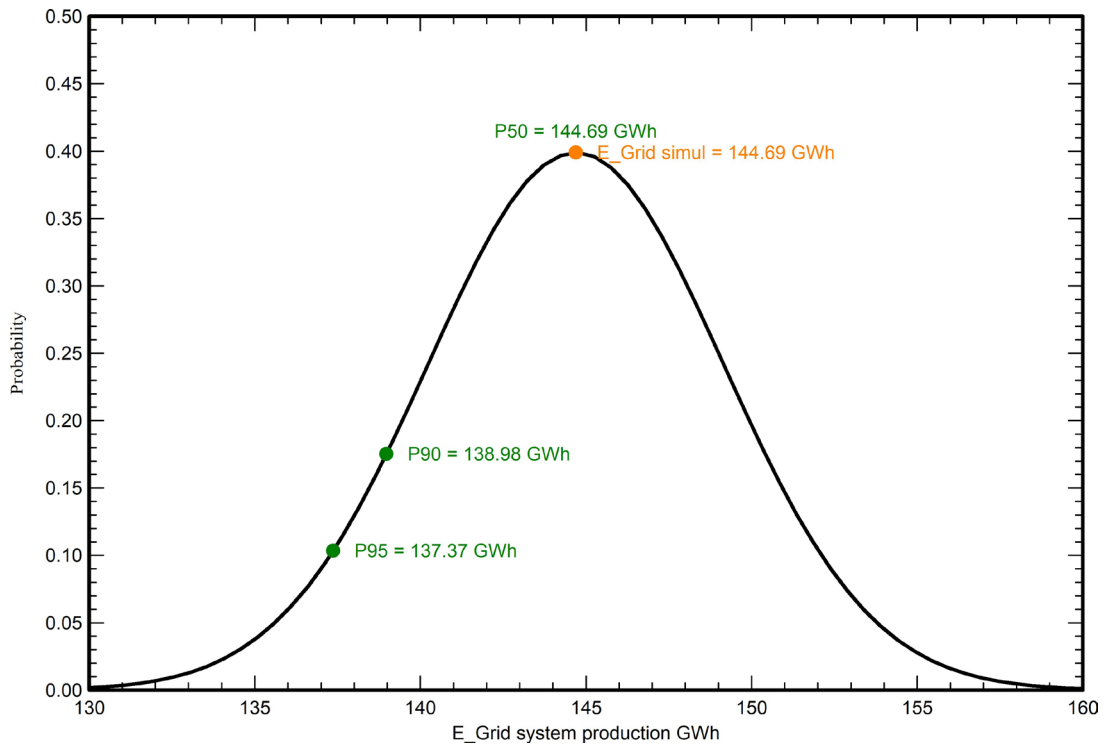
**Simulation and parameters uncertainties**

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	4.46 GWh
P50	144.69 GWh
P90	138.98 GWh
P95	137.37 GWh

**Probability distribution**



---

## 9.2 ALLEGATO II – STRUTTURE TRACKER – PITCH 9 metri

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 9 metri

Unlimited trackers

System power: 21.27 MWp

Delia - Italia



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 9 metri

## PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Delia Italia	<b>Situation</b> Latitude 37.40 °N Longitude 13.92 °E Altitude 456 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Delia PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited trackers</b>	<b>Near Shadings</b> No Shadings
<b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking horizontal axis	<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation	
<b>System information</b> <b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 34300 units Pnom total 21.27 MWp	Nb. of units 49 units Pnom total 17.15 MWac Pnom ratio 1.240	
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)		

### Results summary

Produced Energy 40929 MWh/year	Specific production 1925 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 76.96 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 9 metri

## PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited trackers</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	
Tracking horizontal axis			
		<b>Trackers configuration</b>	
		Nb. of trackers	999 units
		Unlimited trackers	
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	9.00 m
		Collector width	4.80 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	53.3 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Shading limit angles</b>	
		Phi limits	+/- 57.5 °
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	
Transposition	Perez	No Shadings	
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		
<b>Horizon</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height	1.8 °	Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>			
Model	2D Calculation		
	unlimited trackers		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	9.00 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	4.82 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	53.6 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	3.97 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM620N-66HL4M-BDV	Model	SG350HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	620 Wp	Unit Nom. Power	350 kWac
Number of PV modules	34300 units	Number of inverters	49 units
Nominal (STC)	21.27 MWp	Total power	17150 kWac
<b>Array #1 - CS.9.1</b>		<b>Array #1 - CS.9.1</b>	
Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	2771 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1035 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	2678 A		
<b>Array #2 - CS.9.2</b>		<b>Array #2 - CS.9.2</b>	
Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

**PV Array Characteristics**

<b>Array #2 - CS.9.2</b>			
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2771 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	2678 A		
<b>Array #3 - CS.9.3</b>			
Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2375 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	2295 A		
<b>Array #4 - CS.9.4</b>			
Number of PV modules	4200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2604 kWp	Total power	2100 kWac
Modules	150 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2375 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	2295 A		
<b>Array #5 - CS.9.5</b>			
Number of PV modules	5600 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3472 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	200 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3167 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	3060 A		
<b>Array #6 - CS.9.6</b>			
Number of PV modules	5600 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3472 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	200 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3167 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	3060 A		
<b>Array #7 - CS.9.7</b>			
Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	3038 kWp	Total power	2450 kWac
Modules	175 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2771 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	2678 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	21266 kWp	Total power	17150 kWac
Total	34300 modules	Nb. of inverters	49 units
Module area	92651 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.24



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 9 metri

## PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

### Array losses

#### Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

#### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

#### LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

#### Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

#### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

#### Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

#### IAM loss factor

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

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

### DC wiring losses

Global wiring resistance 0.91 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #1 - CS.9.1

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

#### Array #2 - CS.9.2

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

#### Array #3 - CS.9.3

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #4 - CS.9.4

Global array res. 7.5 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #5 - CS.9.5

Global array res. 5.6 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #6 - CS.9.6

Global array res. 5.6 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #7 - CS.9.7

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

### System losses

#### Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 9 metri

## PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

### Horizon definition

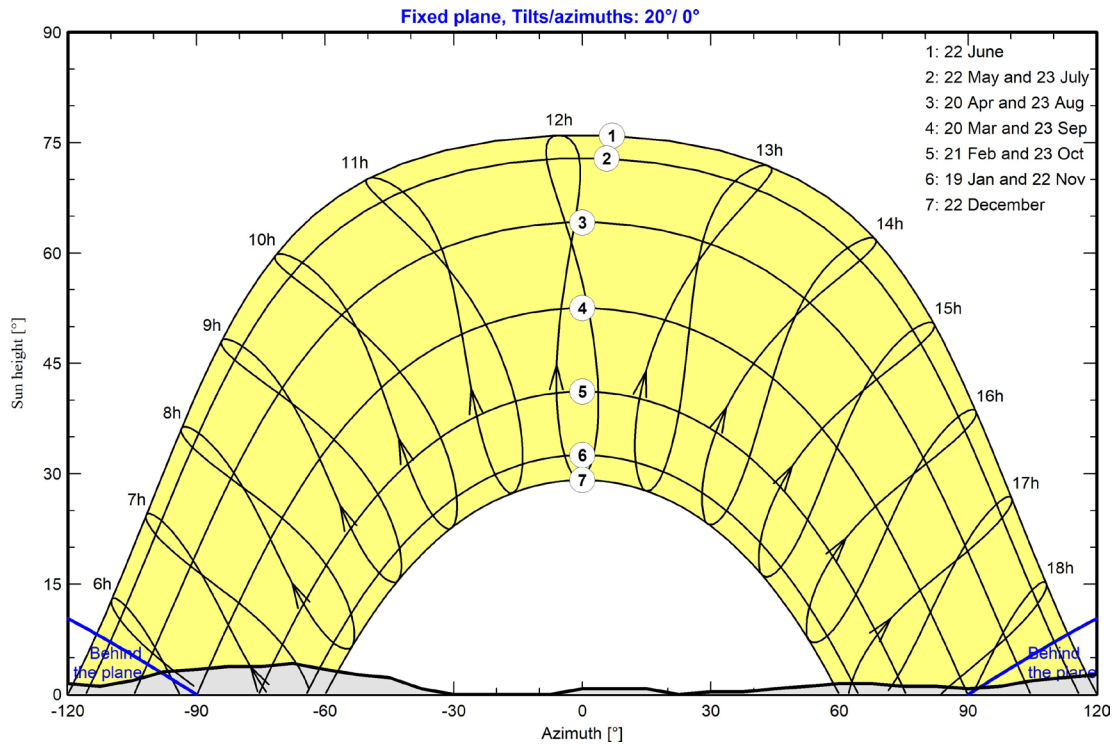
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'12', Long=13°55'1', Alt=456m

Average Height	1.8 °	Albedo Factor	0.92
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

### Horizon profile

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

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Tracker - Pitch 9 metri

## PVsyst V7.2.8

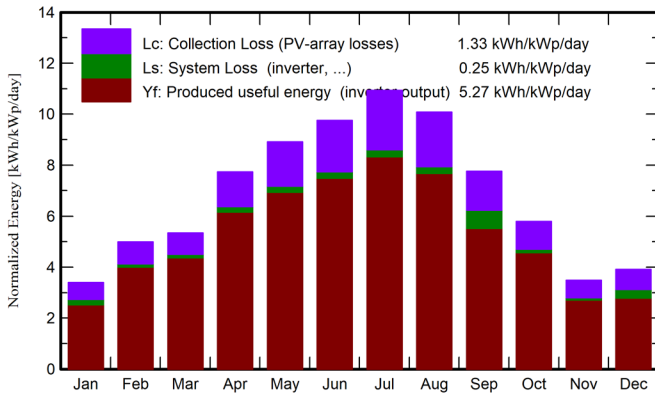
VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

### Main results

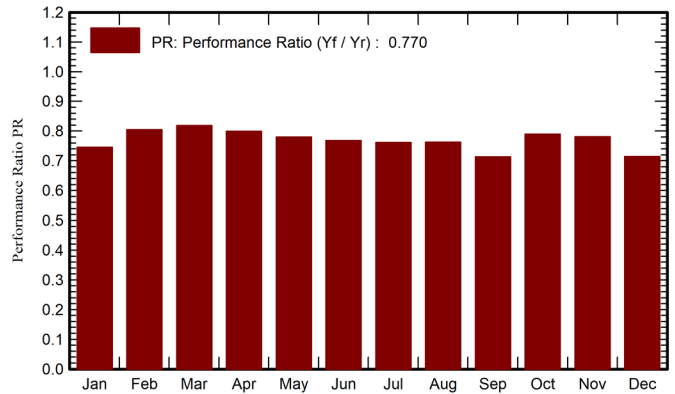
#### System Production

Produced Energy (P50) 40929 MWh/year      Specific production (P50) 1925 kWh/kWp/year      Performance Ratio PR 76.96 %  
 Produced Energy (P90) 38.1 GWh/year      Specific production (P90) 1793 kWh/kWp/year  
 Produced Energy (P95) 37.4 GWh/year      Specific production (P95) 1757 kWh/kWp/year

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
<b>January</b>	72.0	31.47	6.95	105.3	83.1	1813	1670	0.746
<b>February</b>	97.5	37.38	8.66	139.7	115.2	2464	2390	0.805
<b>March</b>	124.6	59.69	9.31	165.8	140.1	2978	2886	0.819
<b>April</b>	173.3	66.78	13.28	231.7	200.7	4072	3941	0.800
<b>May</b>	204.7	72.16	16.55	276.1	241.3	4730	4578	0.780
<b>June</b>	220.4	66.73	22.74	292.6	258.6	4938	4778	0.768
<b>July</b>	246.7	61.04	25.29	339.0	298.5	5673	5491	0.762
<b>August</b>	223.6	57.22	25.19	312.3	272.2	5235	5067	0.763
<b>September</b>	166.8	53.71	21.02	232.6	199.4	3986	3530	0.714
<b>October</b>	127.4	45.29	17.24	179.7	151.0	3111	3018	0.790
<b>November</b>	73.6	33.38	13.66	104.6	84.1	1790	1736	0.781
<b>December</b>	80.3	29.00	8.59	121.4	95.5	2062	1843	0.714
<b>Year</b>	1811.0	613.83	15.74	2500.7	2139.7	42852	40929	0.770

#### 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 V7.2.8

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

Loss diagram





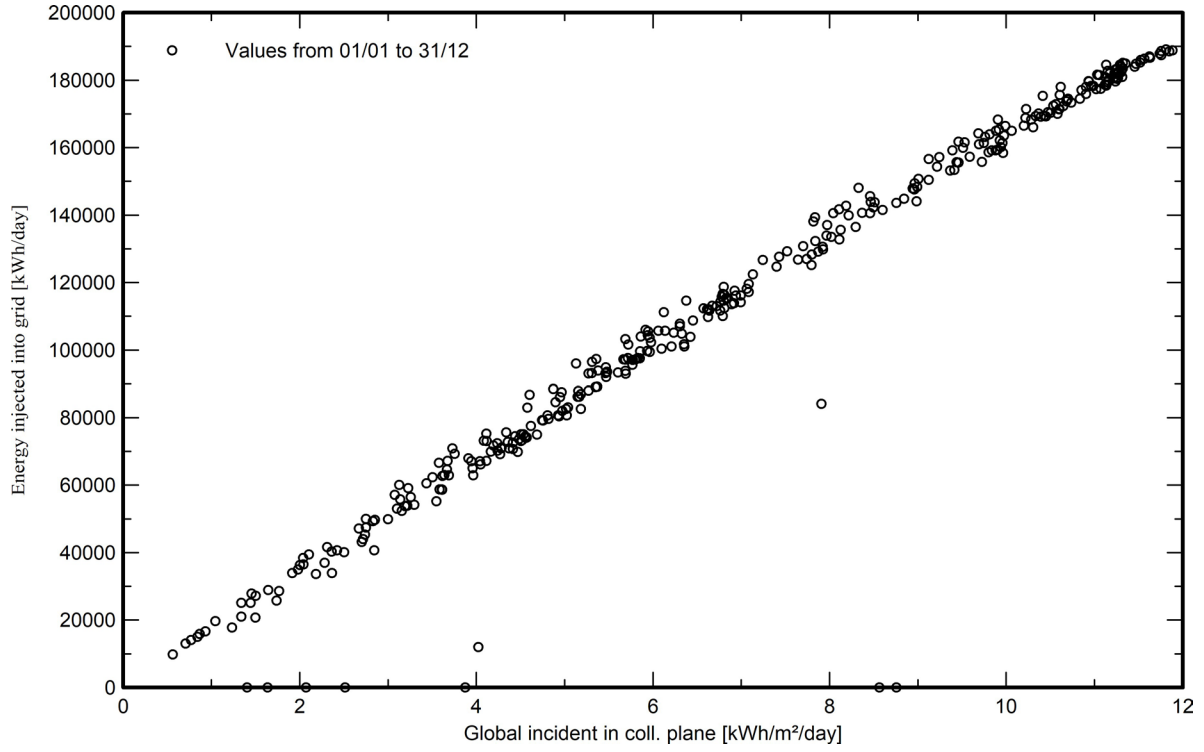


PVsyst V7.2.8

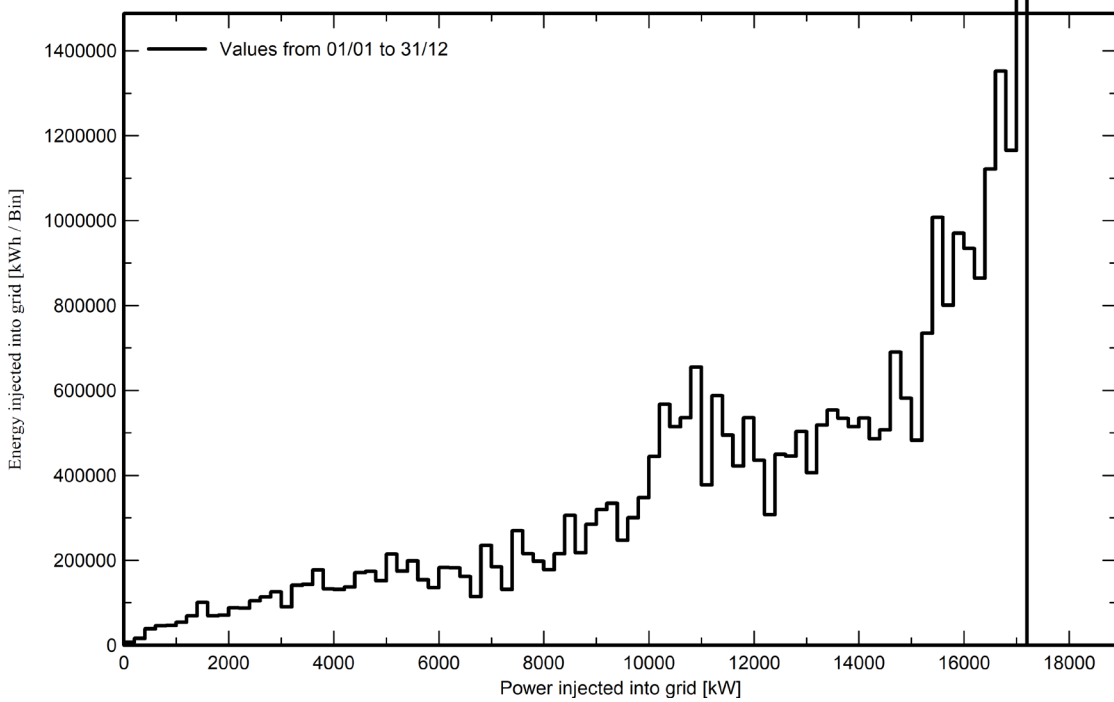
VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
11/06/24 18:10  
with v7.2.8

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

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

**Specified Deviation**

Climate change	0.0 %
----------------	-------

**Global variability (meteo + system)**

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

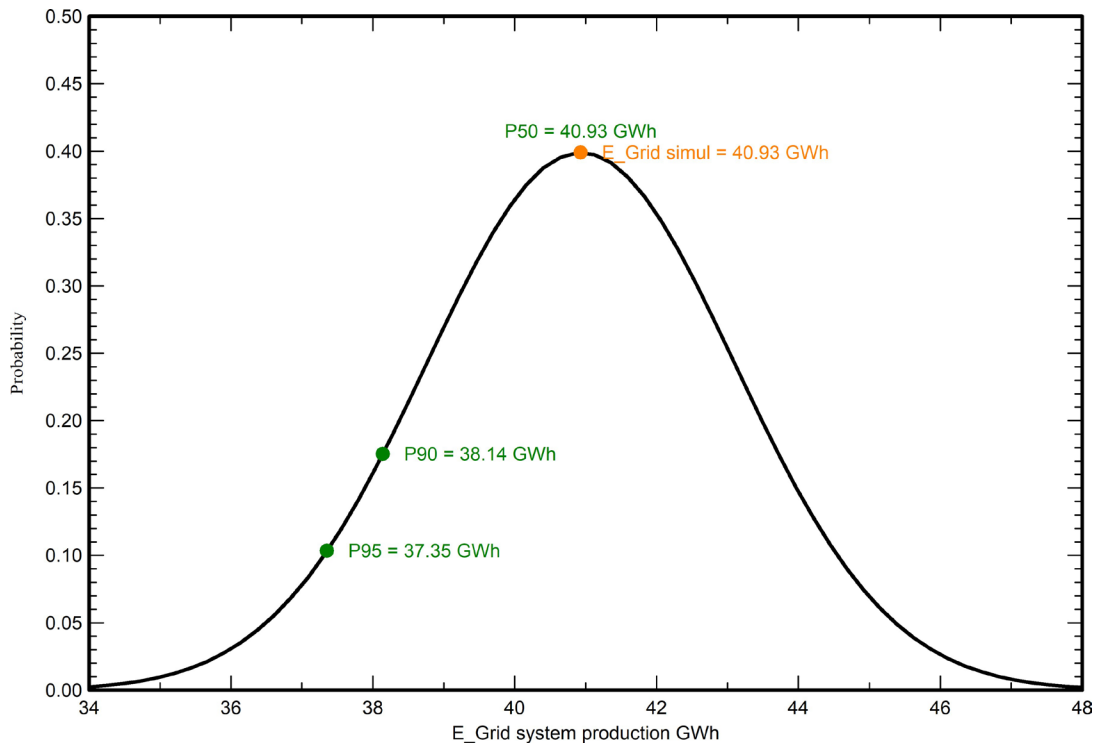
**Simulation and parameters uncertainties**

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

**Annual production probability**

Variability	2.18 GWh
P50	40.93 GWh
P90	38.14 GWh
P95	37.35 GWh

**Probability distribution**



---

### 9.3 ALLEGATO III – STRUTTURE FISSE – PITCH 4,5 metri

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

Unlimited sheds

System power: 4774 kWp

Delia - Italia



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Delia	Latitude 37.40 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitude 13.92 °E	
	Altitude 456 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Meteo data</b>		
Delia		
PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Sheds	Mutual shadings of sheds	Unlimited load (grid)
tilt 20 °		
azimuth 17 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 7700 units	Nb. of units 11 units	
Pnom total 4774 kWp	Pnom total 3850 kWac	
	Pnom ratio 1.240	

### Results summary

Produced Energy	8200 MWh/year	Specific production	1718 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.87 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		275 units		Perez	
tilt	20 °	Unlimited sheds		Diffuse	
azimuth	17 °	<b>Sizes</b>		Circumsolar	
		Sheds spacing		separate	
		Collector width			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle		20.4 °	
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height	1.8 °	Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>			
Sheds spacing	4.50 m	Ground albedo		0.30	
Sheds width	2.44 m	Bifaciality factor		80 %	
Limit profile angle	20.7 °	Rear shading factor		5.0 %	
GCR	54.2 %	Rear mismatch loss		10.0 %	
Height above ground	3.00 m	Shed transparent fraction		0.0 %	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM620N-66HL4M-BDV	Model	SG350HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	620 Wp	Unit Nom. Power	350 kWac
Number of PV modules	7700 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	4774 kWp	Total power	3850 kWac
<b>Array #1 - CS.12.1</b>		<b>Array #2 - CS.12.2</b>	
Number of PV modules	2100 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1302 kWp	Total power	1050 kWac
Modules	75 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	1188 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	1148 A		
Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1736 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	1583 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	1530 A		





# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### PV Array Characteristics

#### Array #3 - CS.12.3

Number of PV modules	2800 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1736 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	100 Strings x 28 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1583 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	1035 V		
I mpp	1530 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4774 kWp	Total power	3850 kWac
Total	7700 modules	Nb. of inverters	11 units
Module area	20799 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.24



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### Array losses

#### Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

#### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

#### Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

#### LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

#### Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

#### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

#### Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

#### IAM loss factor

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

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

### DC wiring losses

Global wiring resistance 4.1 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #1 - CS.12.1

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

#### Array #2 - CS.12.2

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

#### Array #3 - CS.12.3

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

### System losses

#### Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods



# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### Horizon definition

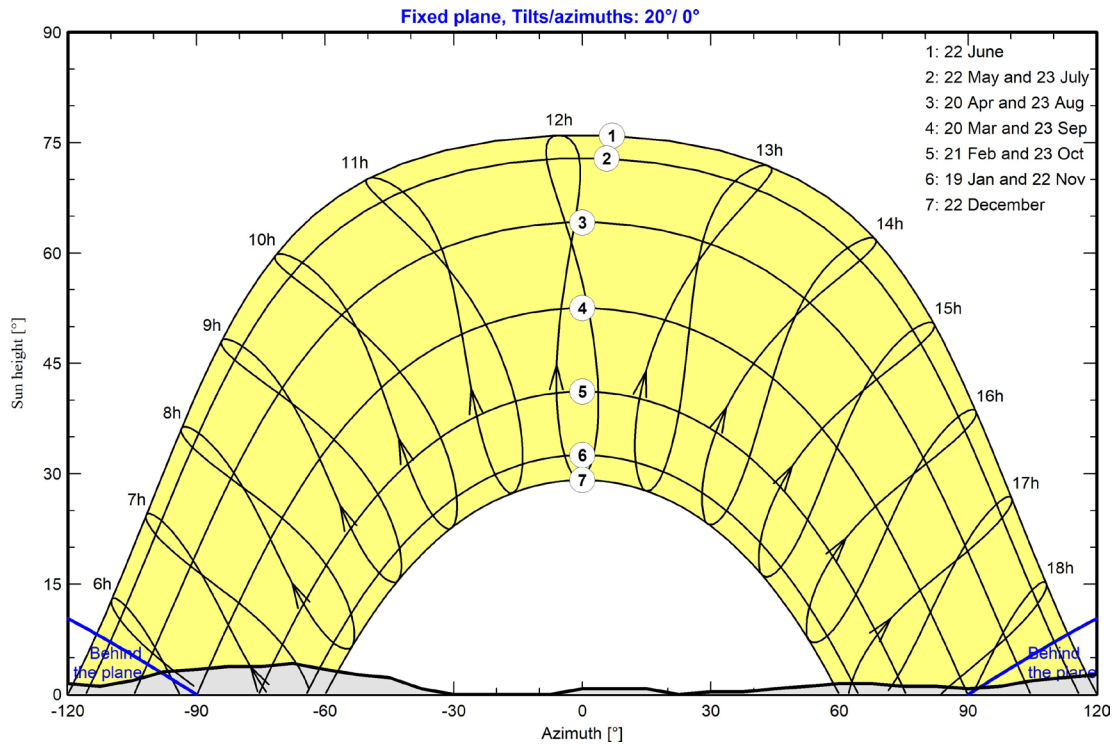
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'12", Long=13°55'1", Alt=456m

Average Height 1.8 °      Albedo Factor 0.97  
Diffuse Factor 1.00      Albedo Fraction 100 %

### Horizon profile

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

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

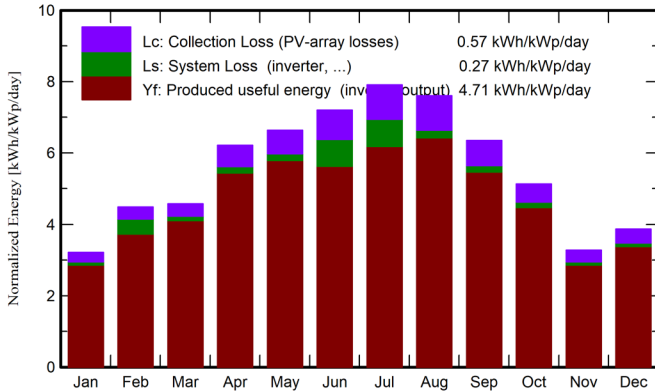
VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### Main results

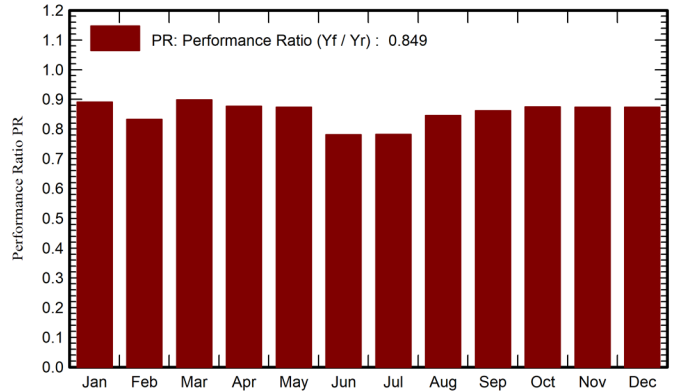
#### System Production

Produced Energy (P50) 8200 MWh/year Specific production (P50) 1718 kWh/kWp/year Performance Ratio PR 84.87 %  
 Produced Energy (P90) 8.00 GWh/year Specific production (P90) 1676 kWh/kWp/year  
 Produced Energy (P95) 7.95 GWh/year Specific production (P95) 1665 kWh/kWp/year

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
<b>January</b>	72.0	31.47	6.95	99.8	91.8	438	424.5	0.891
<b>February</b>	97.5	37.38	8.66	125.7	117.2	556	499.4	0.832
<b>March</b>	124.6	59.69	9.31	141.8	132.5	628	608.1	0.898
<b>April</b>	173.3	66.78	13.28	186.3	175.2	805	779.5	0.876
<b>May</b>	204.7	72.16	16.55	205.6	192.9	885	857.2	0.873
<b>June</b>	220.4	66.73	22.74	216.0	203.2	914	805.9	0.781
<b>July</b>	246.7	61.04	25.29	245.2	231.2	1028	915.6	0.782
<b>August</b>	223.6	57.22	25.19	235.6	222.6	982	951.5	0.846
<b>September</b>	166.8	53.71	21.02	190.3	179.4	808	783.2	0.862
<b>October</b>	127.4	45.29	17.24	158.9	149.2	684	663.4	0.874
<b>November</b>	73.6	33.38	13.66	98.5	90.8	424	410.8	0.874
<b>December</b>	80.3	29.00	8.59	120.0	109.7	516	500.6	0.874
<b>Year</b>	1811.0	613.83	15.74	2023.7	1895.8	8669	8199.6	0.849

#### 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		



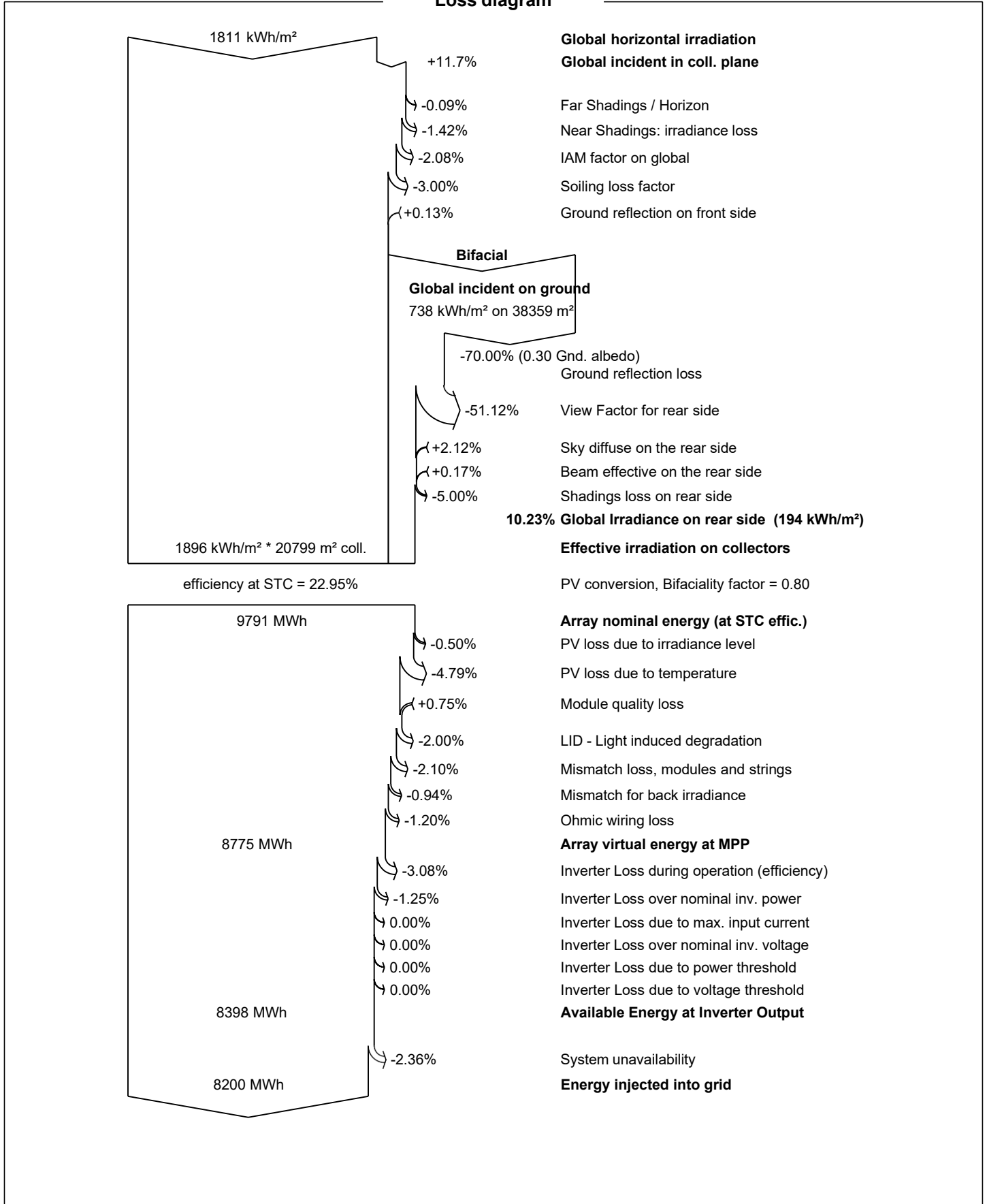
# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

## Loss diagram



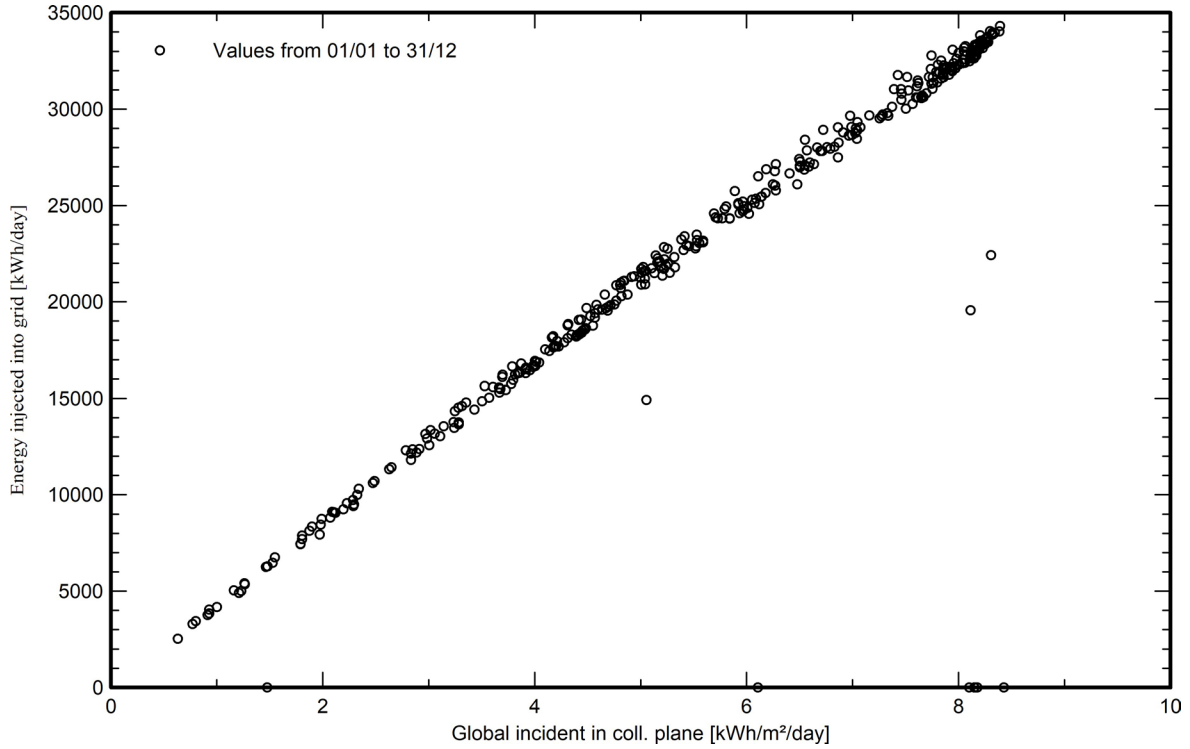


**PVsyst V7.2.8**

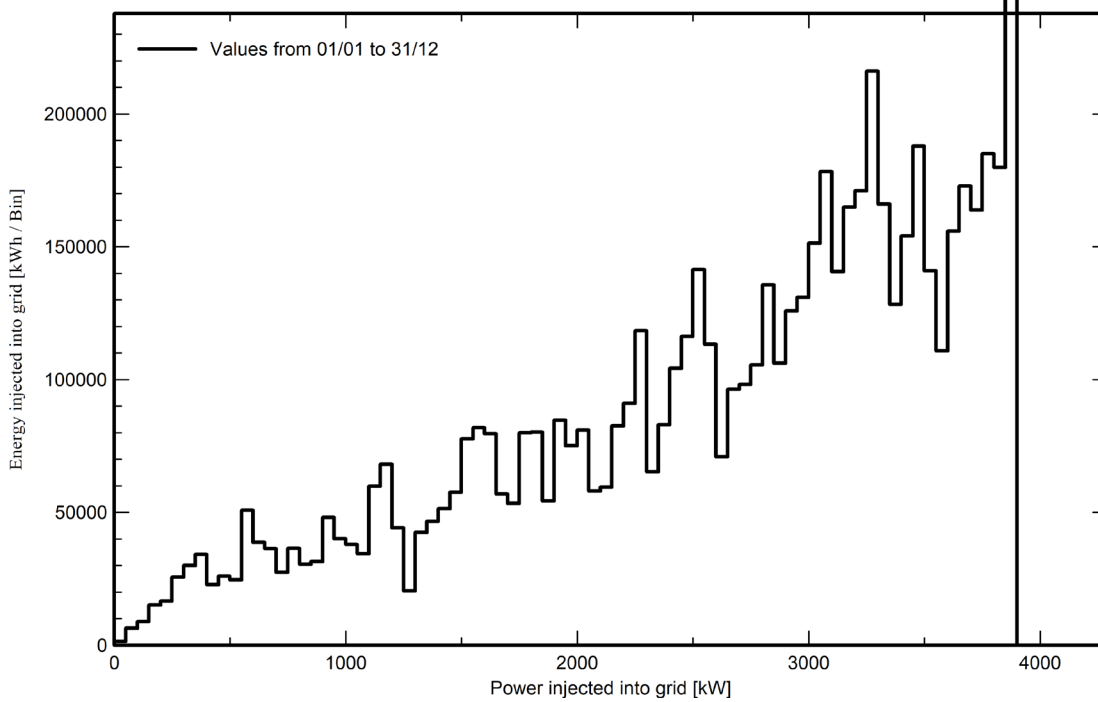
VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

**Special graphs**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**







# Project: Impianto Agrivoltaico Caltanissetta 2

Variant: Fissi - 1P - Pitch 4,5 metri - Azimuth 17°

## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulation date:  
11/06/24 18:16  
with v7.2.8

### P50 - P90 evaluation

#### Meteo data

Source PVGIS api TMY  
Kind Not defined  
Year-to-year variability(Variance) 0.5 %

#### Specified Deviation

#### Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 1.9 %

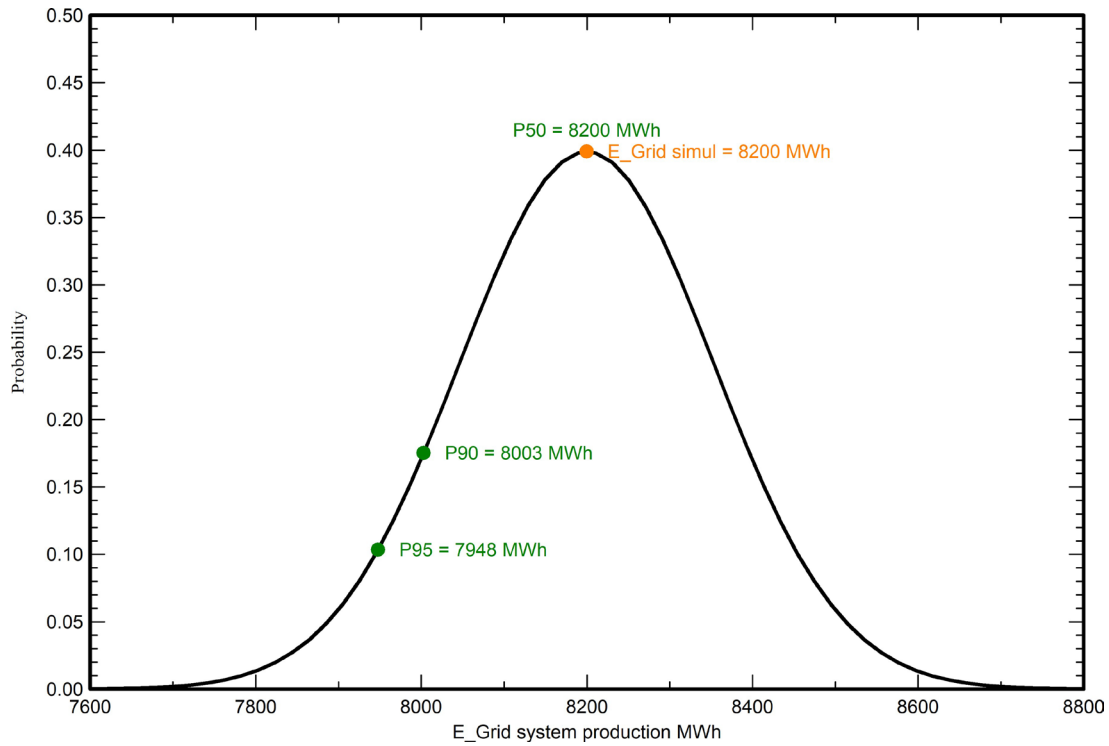
#### Simulation and parameters uncertainties

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 153 MWh  
P50 8200 MWh  
P90 8003 MWh  
P95 7948 MWh

### Probability distribution



## 10. CONCLUSIONI

Nella tabella seguente vengono riportati i risultati di producibilità annua a P50, il Performance Ratio (PR) a P50 e la produzione annua a P50, nelle diverse configurazioni tecniche d'impianto analizzate.

Dalla tabella sarà, inoltre, possibile desumere il valore della producibilità ed il PR, calcolati come media ponderata sull'intero impianto, e l'energia prodotta totale, da intendersi come energia effettivamente consegnata alla RTN.

		<i>Impianto su strutture tracker con pitch a 10,5 m</i>	<i>Impianto su strutture tracker con pitch a 9 m</i>	<i>Impianto su strutture fisse a canopy con pitch a 4,5 m</i>
<b>Energia Prodotta a P50</b>	<b>[MWh/anno]</b>	144.694	40.929	8.200
<b>Produzione specifica a P50</b>	<b>[kWh/kWp/anno]</b>	1.983	1.925	1.718
<b>Performance Ratio a P50</b>	<b>[%]</b>	79,3	76,96	84,87
<b>Energia Prodotta totale</b>	<b>[MWh/anno]</b>	<b>194.093</b>		
<b>Valore medio ponderato della produzione specifica</b>	<b>[kWh/kWp/anno]</b>	<b>1.958</b>		
<b>Valore medio ponderato del Performance Ratio</b>	<b>[%]</b>	<b>79,1</b>		

**Tabella 10-1: Riepilogo risultati ottenuti dalle simulazioni per singola configurazione tecnica e sull'intero impianto.**