



CITTA' METROPOLITANA DI PALERMO  
COMUNE DI MONREALE



REGIONE SICILIA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE  
RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL  
COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC  
PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac)  
DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"

## PROGETTO DEFINITIVO

PROCEDURA DI AUTORIZZAZIONE UNICA REGIONALE di cui all'art. 12 del D.lgs 387/2003 - Linee Guida Decr. MISE 10/09/2010  
PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE PRESSO IL MITE  
ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. 152/2006 ricompreso nell'art. 31, comma 6 del D.Lgs. 77/21.

ELABORATO:	CODICE IDENTIFICATIVO	REV
<b>Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico</b>	<b>A.11</b>	<b>0</b>
Scala	--	

COMMITTENTE:

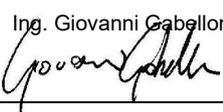
Firma/timbro committente

# X-ELIO+

**X-ELIO VALLEFONDI S.R.L**

Corso Vittorio Emanuele II 349 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06.8551726  
Capitale interamente versato € 10.000,00  
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 16862961006 REA RM-1680337  
Società sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.  
xeliovallefondisrl@legalmail.it

PROGETTAZIONE DELLE OPERE

<b>Progettazione</b>  Think different project	<b>A176LAB srl</b> Via Madonna dell'Alto Mare n.23 91011 Alcamo (TP) P.IVA 02812750814 Ing. Giovanni Gabellone 	<b>Consulenti specialistici</b> <b>Studio agronomico – Dott. Agr. Mazzara Vito</b>  <b>Studio Geologico – Dott. Geol. Antonino Cacioppo</b>  <b>Progettista strutturale – Ing. Vincenzo Agosta</b>
		

Nome file/doc		A.11 – Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico.docx				COD. DOCUMENTO
02						<b>A.11</b>
01						
00	Dicembre 2023	Prima emissione	C.GAGLIO	G.LIPARI	G.GABELLONE	FOGLIO
REV.	DATA	DESCRIZIONE MODIFICA	REDATTO	APPROVATO	AUTORIZZATO	1 DI 44

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		2

## INDICE

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>2. SCHEMA GENERALE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>4</b>
2.1. DATI GENERALI IMPIANTO .....	4
2.2. CONFIGURAZIONE IMPIANTO.....	6
<b>3. CALCOLO DI PRODUCIBILITA' .....</b>	<b>10</b>
3.1. SOFTWARE UTILIZZATO.....	10
3.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA .....	10
3.3. PERDITE DEL SISTEMA .....	14
3.3.1. <i>Perdite per ombreggiamento .....</i>	<i>14</i>
3.3.2. <i>Perdite per basso irraggiamento.....</i>	<i>14</i>
3.3.3. <i>Perdite per temperatura.....</i>	<i>15</i>
3.3.4. <i>Perdite per qualità del modulo fotovoltaico .....</i>	<i>15</i>
3.3.5. <i>Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico .....</i>	<i>16</i>
3.3.6. <i>Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.....</i>	<i>16</i>
3.3.7. <i>Perdite ohmiche di cablaggio .....</i>	<i>16</i>
3.3.8. <i>Perdite sul sistema di conversione.....</i>	<i>17</i>
3.3.9. <i>Perdite sui circuiti in corrente alternata.....</i>	<i>17</i>
3.3.10. <i>Perdite sui trasformatori AT/BT .....</i>	<i>18</i>
3.3.11. <i>Disponibilità di esercizio .....</i>	<i>18</i>
3.3.12. <i>Consumi ausiliari.....</i>	<i>18</i>
3.3.13. <i>Limitazione potenza immessa in rete .....</i>	<i>19</i>
3.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA.....	20
<b>4. ALLEGATO: REPORT PVSYST.....</b>	<b>21</b>

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		3

## 1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la società **X-ELIO VALLEFONDI S.R.L.** (d'ora in avanti "**X-Elio**" o il "**committente**") ha avviato un progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del tipo fotovoltaico, su un sito ricadente nel territorio del Comune di Monreale, in provincia di Palermo, incaricando la società **A176LAB** di redigere il progetto definitivo ai fini autorizzativi.

L'impianto fotovoltaico e le opere di rete connesse sono ubicati per intero all'interno del Comune di Monreale (PA), località Vallefondi.

**Scopo della presente relazione è quello di illustrare il calcolo della producibilità dell'impianto.**

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		4

## 2. SCHEMA GENERALE DELL'IMPIANTO

### 2.1. DATI GENERALI IMPIANTO

L'impianto nel suo complesso è costituito dalle seguenti componenti:

- n. 48.832 moduli fotovoltaici, che saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale e del tipo fisso, ancorate al terreno attraverso pali infissi;
- n. 111 string box, ubicati presso le strutture di sostegno moduli, la cui funzione è quella di raccogliere l'energia proveniente dalle stringhe, proteggendo le singole linee, e vettoriarla verso gli inverter centralizzati presso le "Power Station";
- n. 7 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo hanno la duplice funzione di raccogliere l'energia elettrica proveniente dagli string box di campo e convertirla da continua in alternata, grazie alla presenza degli inverter centralizzati, in numero di 1-2 per ciascuna PS, ed al contempo elevare la tensione da bassa a media tensione; esse saranno collegate tra loro in entra-esce, su tre distinti rami in configurazione radiale dalla cabina principale di impianto denominata "**cabina di smistamento**". Il ramo A trasporterà una potenza di 16,63 MWac, il ramo B si 9,98 MWac, il ramo C di 6,65 MWac, per un totale di 33,20 MWac, e convergeranno su un quadro AT a 36 kV presso la cabina di smistamento di impianto. Alle Power Station saranno convogliati i cavi provenienti dagli string box di campo, che raccolgono i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- una cabina generale di impianto, denominata "**Cabina di Smistamento**", presso la quale saranno presenti i quadri di alta tensione 36 kV per la protezione generale, la protezione di interfaccia e nella quale verranno convogliate le linee AT relative ai rami A, B e C che collegano le Power Station alla cabina generale di impianto e mediante una distribuzione di tipo radiale, la linea 36kV proveniente dal sistema di Storage, nonché servizi ausiliari di cabina e relativo collegamento con la nuova cabina 36kV.
- una sistema di storage dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, costituito da n.3 Power Station "BESS", di potenza di scarica massima pari a 7,85 MVA @30°C (6,34 MVA @50°C), a ciascuna delle quali sono connessi n. 8 container di batterie per l'accumulo di energia, ciascuno con capacità di accumulo pari a 3 MWh. Il sistema BESS così configurato avrà quindi una potenza di picco massima pari a 23,568 MVA @30°C (19,026 @50°C), con una capacità di accumulo complessiva pari a 72 MWh
- una linea interrata in alta tensione 36kV di collegamento fra la cabina generale di impianto e la nuova "Cabina utente 36kV", sita nei pressi della Stazione Terna

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		5

“Monreale 3”

- una “Cabina utente 36kV”, presso la quale saranno presenti i quadri di alta tensione 36 kV per la protezione generale, nella quale verranno convogliate le linee AT dal parco fotovoltaico, le misure generali e le linee in partenza verso la nuova stazione Terna denominata “Monreale 3”;
- una linea interrata di collegamento in alta tensione 36kV di collegamento tra la nuova cabina utente 36kV e la cabina di Terna denominata “Monreale 3 “

L’impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall’impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, monitoraggio, viabilità di servizio, cancelli e recinzioni.

Come anticipato in premessa, ai fini della connessione alla RTN dell’impianto fotovoltaico in progetto, la società promotrice ha richiesto e ottenuto dal Gestore di Rete apposito preventivo di connessione identificato con codice pratica **202101549**, condizionato all’autorizzazione, contestualmente alle opere di cui al presente progetto, delle opere necessarie per la connessione alla rete, sopra rappresentate, consistente nella realizzazione di una nuova stazione elettrica di smistamento (SE) in doppia sbarra denominata “Monreale 3” a 220/36 kV della RTN, da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

Tali opere di rete, rientrando negli interventi di adeguamento e/o sviluppo della rete di distribuzione e/o della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), risultano essere **Opere di Pubblica Utilità**.

Tali opere connesse, come indicato ai sensi dall’art. 1 octies della L. n.129/2010, costituiscono un unicum dal punto di vista funzionale con il progetto dell’impianto fotovoltaico in esame, e pertanto dovranno essere autorizzate in uno con lo stesso impianto fotovoltaico, ai sensi del D.lgs. 387/03, art. 12 commi 3 e 4bis.L’impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e/o da un sistema di accumulo ad esso connesso (attualmente non in progetto, sola previsione futura).Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d’impianto; per maggiori informazioni di dettaglio si rimanda ai relativi elaborati specialistici.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		6

## 2.2. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto agri-fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione in media tensione 36 kV. L'impianto in progetto produce energia elettrica in CC su più linee in uscita dalle stringhe fotovoltaiche, le quali vengono convogliate verso appositi quadri di parallelo (string box) e da questi verso gli inverter nei locali di cabina, dove avverrà la conversione da DC ad AC e la trasformazione BT/AT.

La linea in AT in uscita dai trasformatori BT/AT di ciascun campo verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto, denominata "Cabina di smistamento". In tale cabina avviene il parallelo delle linee elettriche provenienti dai vari sottocampi, la protezione delle linee, la protezione di interfaccia e la partenza verso la "Cabina utente 36kV", ubicata nei pressi del punto di consegna nella rete RTN.

E' prevista infatti una "Cabina utente 36kV", dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella RTN in alta tensione 36kV, presso nuova Cabina Terna AT "Monreale 3".

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.7 campi, di potenza variabile come di seguito rappresentato:

Sottocampo	Potenza (kW)
PS1	3.351,04
PS2	7.920,64
PS3	7.806,4
PS4	4.798,08
PS5	3.922,24
PS6	2.056,32
PS7	3.351,04
<b>Totale</b>	<b>33.205,76</b>

*Tabella 1 - Suddivisione in sottocampi*

I moduli verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato, prevalentemente del tipo a inseguimento mono-assiale, ed in residua parte in strutture del tipo fisso, entrambe fondate su pali infissi nel terreno

La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 25 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione.

Il generatore fotovoltaico presenta una **potenza nominale di picco complessiva pari a 33,2 MWp**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup>,

<b>X-ELIO</b> 	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		7

con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il generatore è composto complessivamente da 48.832 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 28 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da appositi string box, in numero totale di 111.

Da ciascun string box si diparte una linea in cavo interrato DC verso gli inverter centralizzati, siti presso le cabine di campo (Power station).

L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà quindi suddiviso in 7 campi di potenza variabile; ciascun campo a sua volta è suddiviso in un numero di sottocampi variabile da 12 a 16.

Le stringhe di ogni sottocampo verranno attestate a gruppi variabili da 12 a 16, presso degli appositi String Box (in numero complessivo di 111), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali string box si dipartono le linee di collegamento verso gli inverter, posti presso le Power station, in numero di 1 o 2 inverter per ciascuna PS.

L'impianto è completato da un sistema di storage dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, costituita da n.3 Power Station "BESS" a ciascuna delle quali sono connessi n. 8 container di batterie per l'accumulo di energia, ciascuno con capacità di accumulo pari a 3 MWh, con una capacità di accumulo complessiva pari a 72 MWh.

<b>STORAGE SYSTEM</b>							
ITS	INVERTER	POTENZA INVERTER @30°C (kVA)	POTENZA ITS (MVA)	N. CONTAINER ACCUMULO DA 3 MWh	CAPACITA' ACCUMULO SINGOLO INVERTER (MWh)	CAPACITA' ACCUMULO ITS (MWh)	CAPACITA' ACCUMULO ITS (MWh)
STOR.1	STOR.1.A	<b>3928</b>	<b>7,856</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>24</b>
	STOR.1.B	<b>3928</b>		<b>4</b>	<b>12</b>		
STOR.2	STOR.2.A	<b>3928</b>	<b>7,856</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>24</b>
	STOR.2.B	<b>3928</b>		<b>4</b>	<b>12</b>		
STOR.3	STOR.3.A	<b>3928</b>	<b>7,856</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>24</b>
	STOR.3.B	<b>3928</b>		<b>4</b>	<b>12</b>		
<b>TOTALE</b>		<b>23568</b>	<b>23,568</b>	<b>24</b>	<b>72</b>	<b>24</b>	<b>72</b>

Coerentemente con quanto previsto dal preventivo di connessione, viene definita **la potenza in corrente alternata in immissione dell'impianto, che risulta essere pari a 28 MW ac.**

Tale potenza corrisponde alla massima potenza istantanea iniettata dall'impianto nella RTN presso il punto di consegna a 36 kV, e, pertanto, definisce i termini contrattuali dell'immissione



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"

CODICE DOCUMENTO

TITOLO ELABORATO

PAGINA

**A.11**

CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO

8

con il gestore ai fini del regolamento di esercizio.

Coerentemente con la distribuzione dei campi e dei sottocampi, sono state individuate differenti configurazioni per gli inverter, delle quali si dà dettaglio negli elaborati grafici di progetto.

CAMPO	STRING BOX	ZONA	n. stringhe per ciascun string/box - inverter	N STRINGHE TOTALI	Lunghezza Cavo +	Lunghezza Cavo -	Corrente stringbox	N. Moduli per inverter	Potenza string box [kW]	Potenza DC inverter [kW]	Potenza nominale AC singolo inverter	Rapporto di utilizzo inverter (DC/AC Ratio)	POTENZA LATO DC	POTENZA LATO AC	
PS1	TX1	TX1-DCB1	ZONA 1	16	176	127	127	275,04	448	304,64	3351,04	3326	1,008	3351,04	3326
		TX1-DCB2	ZONA 1	16		185	185	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB3	ZONA 1	16		203	203	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB4	ZONA 1	16		228	228	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB5	ZONA 1	16		246	246	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB6	ZONA 1	16		273	273	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB7	ZONA 1	16		249	249	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB8	ZONA 1	16		337	337	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB9	ZONA 1	16		350	350	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB10	ZONA 1	16		394	394	275,04	448	304,64					
		TX1-DCB11	ZONA 1	16		553	553	275,04	448	304,64					
PS2	TX2.A	TX2.A-DCB1	ZONA 2	16	202	328	328	275,04	448	304,64	3846,08	3326	1,156	7920,64	6652
		TX2.A-DCB2	ZONA 2	16		385	385	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB3	ZONA 2	16		336	336	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB4	ZONA 2	16		293	293	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB5	ZONA 2	16		253	253	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB6	ZONA 2	16		303	303	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB7	ZONA 2	16		352	352	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB8	ZONA 2	14		262	262	240,66	392	266,56					
		TX2.A-DCB9	ZONA 2	16		225	225	275,04	448	304,64					
		TX2.A-DCB10	ZONA 2	16		206	206	275,04	448	304,64					
	TX2.A-DCB11	ZONA 2	16	203		203	275,04	448	304,64						
	TX2.A-DCB12	ZONA 2	16	276		276	275,04	448	304,64						
	TX2.A-DCB13	ZONA 2	12	68		68	206,28	336	228,48						
	TX2.B-DCB1	ZONA 2	16	126		126	275,04	448	304,64						
	TX2.B-DCB2	ZONA 2	16	171		171	275,04	448	304,64						
	TX2.B-DCB3	ZONA 2	16	210		210	275,04	448	304,64						
	TX2.B-DCB4	ZONA 2	16	223		223	275,04	448	304,64						
	TX2.B-DCB5	ZONA 2	16	276		276	275,04	448	304,64						
	TX2.B-DCB6	ZONA 2	16	411		411	275,04	448	304,64						
	TX2.B-DCB7	ZONA 2	16	511		511	275,04	448	304,64						
TX2.B-DCB8	ZONA 2	16	460	460	275,04	448	304,64								
TX2.B-DCB9	ZONA 2	16	478	478	275,04	448	304,64								
TX2.B-DCB10	ZONA 2	16	573	573	275,04	448	304,64								
TX2.B-DCB11	ZONA 2	14	588	588	240,66	392	266,56								
TX2.B-DCB12	ZONA 2	12	445	445	206,28	336	228,48								
TX2.B-DCB13	ZONA 2	12	610	610	206,28	336	228,48								
TX2.B-DCB14	ZONA 2	16	570	570	275,04	448	304,64								
PS3	TX3.A	TX3.A-DCB1	ZONA 3	16	206	256	256	275,04	448	304,64	3922,24	3326	1,179	7806,4	6652
		TX3.A-DCB2	ZONA 3	16		305	305	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB3	ZONA 3	16		354	354	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB4	ZONA 3	16		404	404	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB5	ZONA 3	16		248	248	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB6	ZONA 3	14		298	298	240,66	392	266,56					
		TX3.A-DCB7	ZONA 3	16		258	258	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB8	ZONA 3	16		202	202	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB9	ZONA 3	16		155	155	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB10	ZONA 3	16		248	248	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB11	ZONA 3	16		310	310	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB12	ZONA 3	16		266	266	275,04	448	304,64					
		TX3.A-DCB13	ZONA 3	16		189	189	275,04	448	304,64					
PS3	TX3.B	TX3.B-DCB1	ZONA 3	16	204	157	157	275,04	448	304,64	3884,16	3326	1,168	7806,4	6652
		TX3.B-DCB2	ZONA 3	16		120	120	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB3	ZONA 3	16		83	83	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB4	ZONA 3	16		121	121	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB5	ZONA 3	16		151	151	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB6	ZONA 3	16		183	183	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB7	ZONA 3	16		255	255	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB8	ZONA 3	16		122	122	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB9	ZONA 3	16		173	173	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB10	ZONA 3	16		197	197	275,04	448	304,64					
		TX3.B-DCB11	ZONA 3	14		253	253	240,66	392	266,56					
		TX3.B-DCB12	ZONA 3	14		228	228	240,66	392	266,56					
		TX3.B-DCB13	ZONA 3	16		191	191	275,04	448	304,64					
PS4	TX4	TX4-DCB1	ZONA 4	16	252	272	272	275,04	448	304,64	4798,08	3824	1,255	4798,08	3824
		TX4-DCB2	ZONA 4	16		346	346	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB3	ZONA 4	16		135	135	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB4	ZONA 4	16		145	145	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB5	ZONA 4	16		164	164	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB6	ZONA 4	16		183	183	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB7	ZONA 4	16		202	202	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB8	ZONA 4	16		221	221	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB9	ZONA 4	16		240	240	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB10	ZONA 4	16		43	43	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB11	ZONA 4	16		61	61	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB12	ZONA 4	16		75	75	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB13	ZONA 4	16		107	107	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB14	ZONA 4	16		122	122	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB15	ZONA 4	16		149	149	275,04	448	304,64					
		TX4-DCB16	ZONA 4	12		168	168	206,28	336	228,48					



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"

CODICE DOCUMENTO

TITOLO ELABORATO

PAGINA

**A.11**

**CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO**

9

P55	TX5	TX5-DCB1	ZONA 5	16	206	355	355	275,04	448	304,64	3922,24	3326	1,179	3922,24	3326
		TX5-DCB2	ZONA 5	16		315	315	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB3	ZONA 5	16		330	330	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB4	ZONA 5	16		285	285	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB5	ZONA 5	16		295	295	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB6	ZONA 5	16		285	285	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB7	ZONA 5	16		245	245	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB8	ZONA 5	16		245	245	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB9	ZONA 5	16		205	205	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB10	ZONA 5	16		230	230	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB11	ZONA 5	16		230	230	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB12	ZONA 5	16		195	195	275,04	448	304,64					
		TX5-DCB13	ZONA 5	14		160	160	240,66	392	266,56					
		P56	TX6	TX6-DCB1		ZONA 6	16	108	115	115					
TX6-DCB2	ZONA 6			16	170	170	275,04		448	304,64					
TX6-DCB3	ZONA 6			16	175	175	275,04		448	304,64					
TX6-DCB4	ZONA 6			16	205	205	275,04		448	304,64					
TX6-DCB5	ZONA 6			16	230	230	275,04		448	304,64					
TX6-DCB6	ZONA 6			16	260	260	275,04		448	304,64					
TX6-DCB7	ZONA 6			12	275	275	206,28		336	228,48					
P57	TX7	TX7-DCB1	ZONA 7	16	176	200	200	275,04	448	304,64	3351,04	3326	1,008	3351,04	3326
		TX7-DCB2	ZONA 7	16		160	160	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB3	ZONA 7	16		285	285	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB4	ZONA 7	16		345	345	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB5	ZONA 7	16		125	125	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB6	ZONA 7	16		105	105	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB7	ZONA 7	16		225	225	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB8	ZONA 7	16		275	275	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB9	ZONA 7	16		315	315	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB10	ZONA 7	16		120	120	275,04	448	304,64					
		TX7-DCB11	ZONA 7	16		230	230	275,04	448	304,64					
<b>TOTALI</b>				<b>1744</b>			<b>29979,36</b>	<b>48832</b>	<b>33205,76</b>		<b>30432</b>		<b>33205,76</b>		

Tabella 2 - Dettaglio dimensionamento impianto

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	10

### 3. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

#### 3.1. SOFTWARE UTILIZZATO

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione **PVSyst vers. 7.3** del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

#### 3.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

Il sito di installazione appartiene ad un'area che dispone di dati climatici storici riportati in diversi database. Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località oggetto di intervento: l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito.

In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente relazione.

#### Sezione impianto fisso Meteo e energia incidente

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb_Inc	DifS_GI
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	m/s	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	ratio
<b>Gennaio</b>	62.5	33.11	11.78	3.6	84.6	24.78	0.377	0.000
<b>Febbraio</b>	82.6	34.07	11.59	3.9	107.1	24.32	0.498	0.000
<b>Marzo</b>	129.0	53.80	13.79	3.8	151.7	35.17	0.778	0.000
<b>Aprile</b>	159.6	74.21	15.95	3.6	170.4	47.15	0.963	0.000
<b>Maggio</b>	205.3	74.71	20.48	3.3	207.2	43.07	1.239	0.000
<b>Giugno</b>	214.5	81.52	24.23	3.2	210.3	43.21	1.293	0.000
<b>Luglio</b>	224.7	72.00	27.25	3.3	223.2	38.39	1.354	0.000
<b>Agosto</b>	200.9	69.66	27.52	3.2	212.5	37.00	1.212	0.000
<b>Settembre</b>	146.4	55.06	23.67	3.2	166.2	35.41	0.883	0.000
<b>Ottobre</b>	110.5	45.69	21.08	2.9	137.4	31.35	0.667	0.000
<b>Novembre</b>	69.8	33.98	16.65	3.5	93.3	24.99	0.420	0.000
<b>Dicembre</b>	55.4	28.73	13.17	3.5	77.6	21.59	0.334	0.000
<b>Anno</b>	1661.3	656.53	18.98	3.4	1841.6	406.43	10.018	0.000

*Figura 1 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.0 agg. Settembre 2023) – Strutture Fisse*

CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
<b>A.11</b>	<b>CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	11

**Sezione impianto inseguimento**  
**Meteo e energia incidente**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DiffInc	Alb_Inc	DiffS_GI
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	m/s	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	ratio
<b>Gennaio</b>	62.5	33.11	11.78	3.6	80.1	23.48	1.192	0.000
<b>Febbraio</b>	82.6	34.07	11.59	3.9	107.4	23.27	1.538	0.000
<b>Marzo</b>	129.0	53.80	13.79	3.8	165.3	33.66	2.218	0.000
<b>Aprile</b>	159.6	74.21	15.95	3.6	199.4	44.99	2.668	0.000
<b>Maggio</b>	205.3	74.71	20.48	3.3	264.1	41.71	3.549	0.000
<b>Giugno</b>	214.5	81.52	24.23	3.2	273.8	41.80	3.531	0.000
<b>Luglio</b>	224.7	72.00	27.25	3.3	292.6	37.41	3.786	0.000
<b>Agosto</b>	200.9	69.66	27.52	3.2	262.8	36.11	3.386	0.000
<b>Settembre</b>	146.4	55.06	23.67	3.2	192.5	34.18	2.569	0.000
<b>Ottobre</b>	110.5	45.69	21.08	2.9	143.1	29.96	2.009	0.000
<b>Novembre</b>	69.8	33.98	16.65	3.5	89.3	23.86	1.269	0.000
<b>Dicembre</b>	55.4	28.73	13.17	3.5	70.0	20.37	1.086	0.000
<b>Anno</b>	1661.3	656.53	18.98	3.4	2140.2	390.80	28.801	0.000

Figura 2 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.0 agg. Settembre 2023) – Strutture tracker

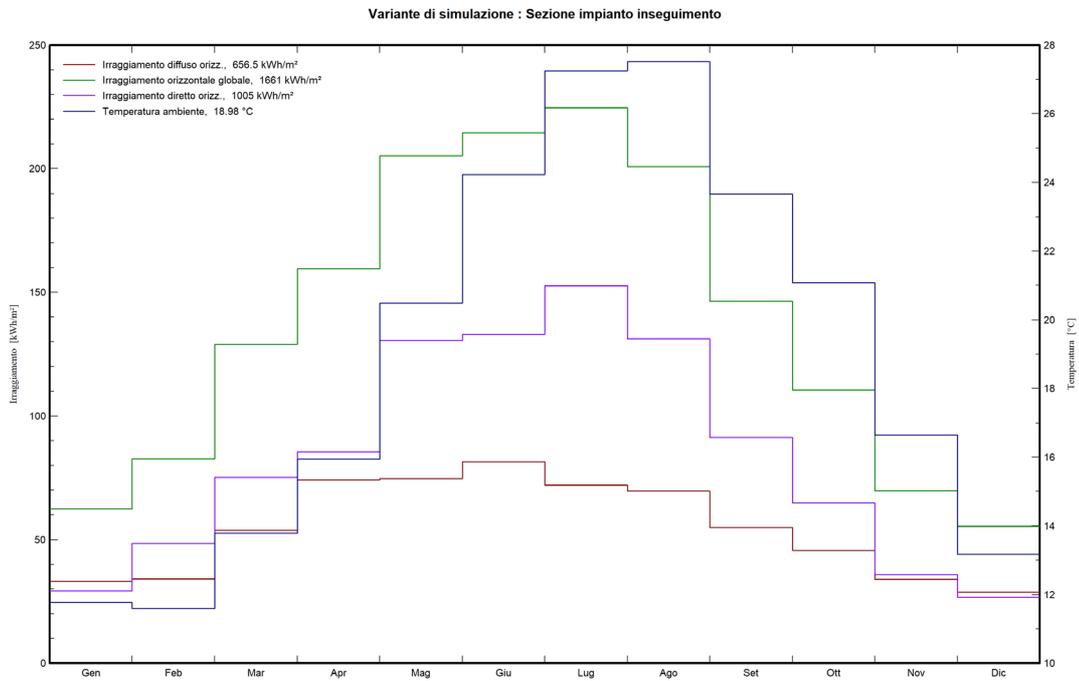


Figura 3 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano orizzontale

CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	12

Distribuzione irraggiamento incidente

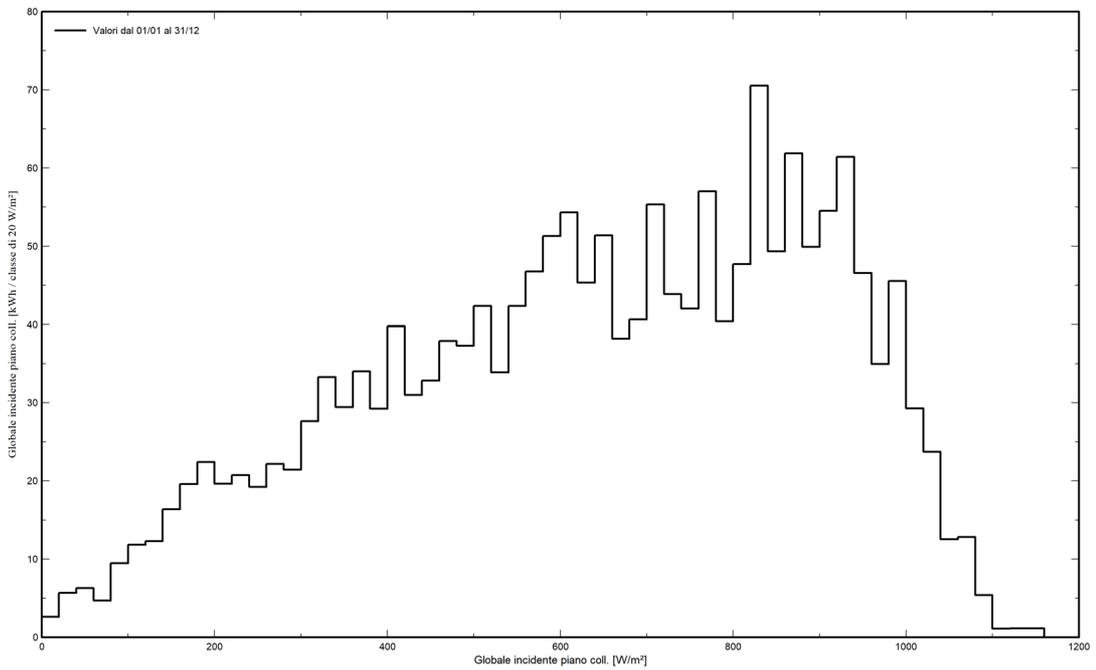


Figura 4 – Distribuzione irraggiamento incidente sul piano dei collettori - Strutture fisse

Distribuzione irraggiamento incidente

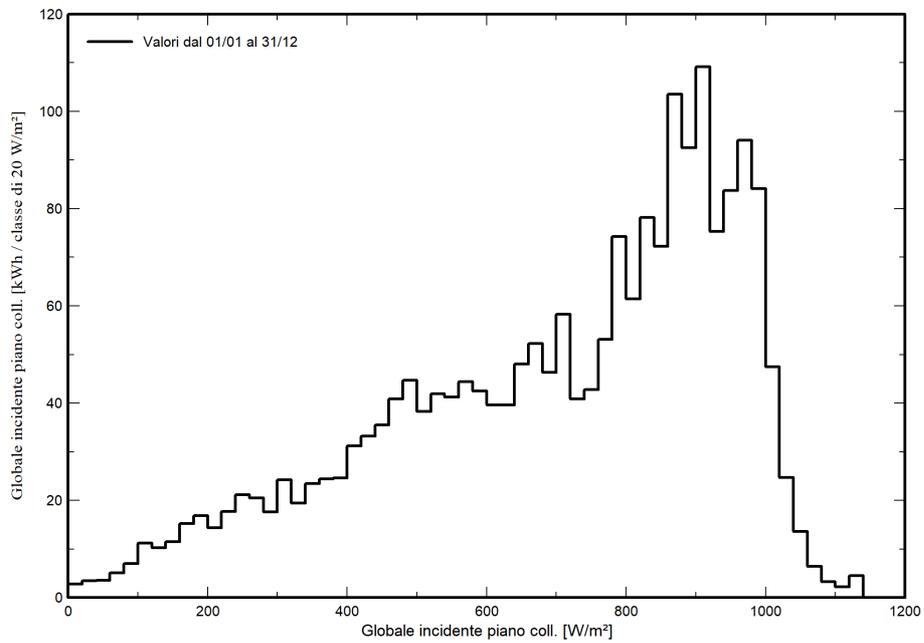


Figura 5 – Distribuzione irraggiamento incidente sul piano dei collettori - Strutture tracker

CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
<b>A.11</b>	<b>CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	13

Variante di simulazione : Sezione impianto fisso

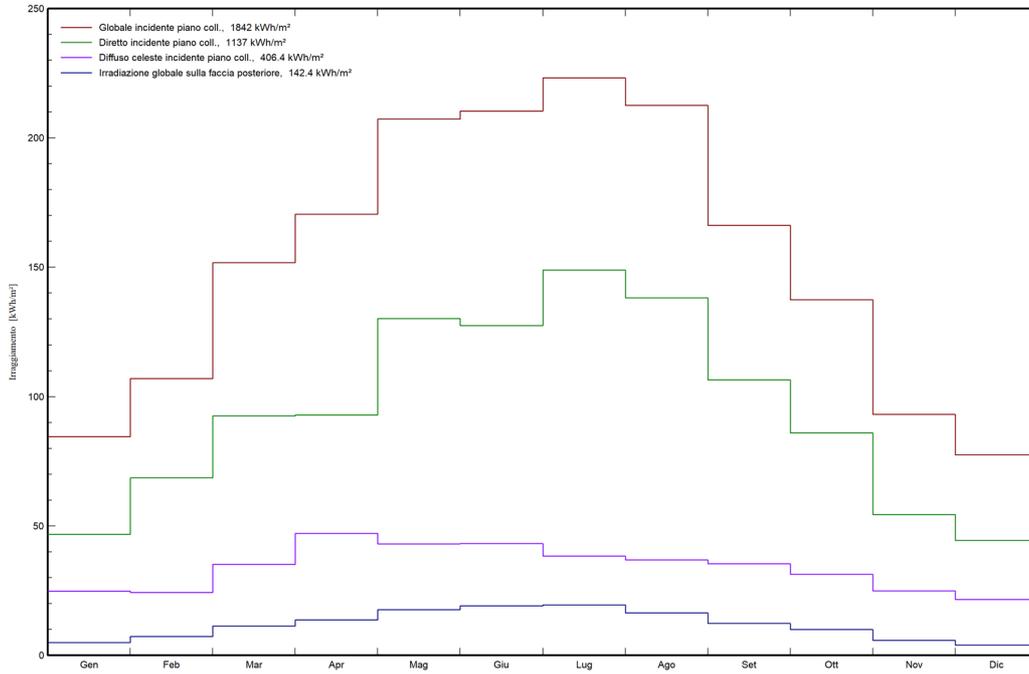


Figura 6 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano dei collettori - Strutture fisse

Variante di simulazione : Sezione impianto inseguimento

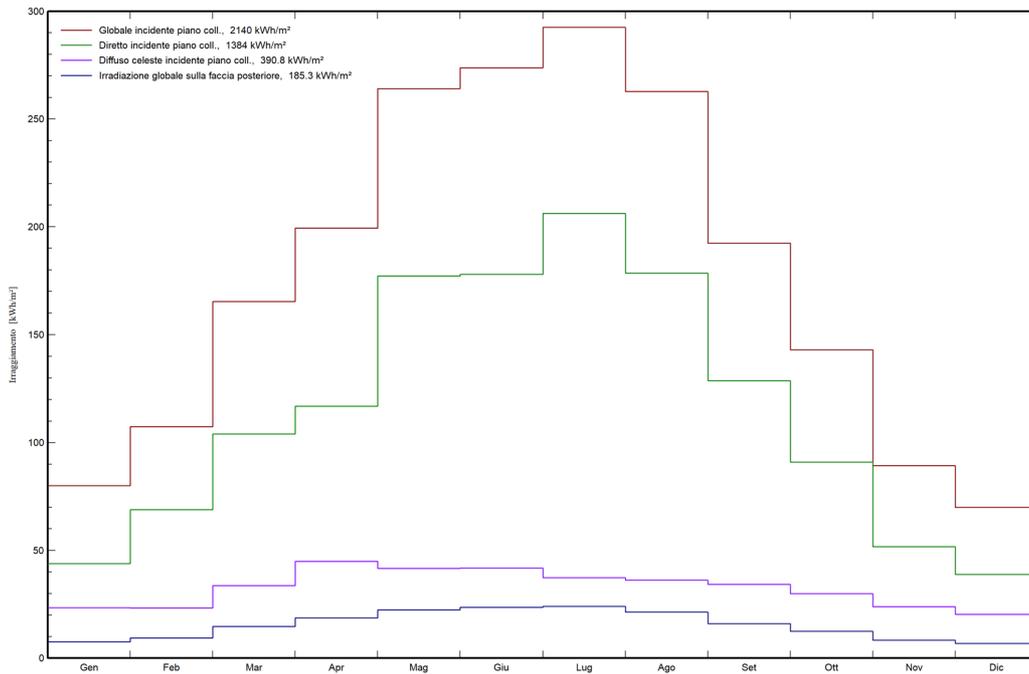


Figura 7 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano dei collettori - Strutture tracker

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		14

### 3.3. Perdite del sistema

Di seguito si da dettaglio delle perdite del sistema, esaminando la tipologie di strutture e gli impianti previsti in progetto, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

#### 3.3.1. Perdite per ombreggiamento

Le **perdite per ombreggiamento reciproco** fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Per le strutture fisse, il calcolo dell'ombreggiamento reciproco fra le file è sviluppato tenendo conto dell'interdistanza fra le file parallele, e, nel caso specifico, risulta essere pari a -1,18%.

Per le strutture ad inseguimento (tracker), grazie all'implementazione del sistema backtracking, tali perdite sono pari al valore di -1,62%.

Le **perdite per ombreggiamento lontano** sono relative all'ombreggiamento derivante dal profilo dell'orizzonte nello specifico sito, e sono state calcolate pari a -0,24% per il sistema fisso, e -0,87 per il sistema ad inseguimento

#### 3.3.2. Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = - 0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

I = irraggiamento in W/m<sup>2</sup> e  $\eta_n$  l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m<sup>2</sup>.

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito si riporta, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

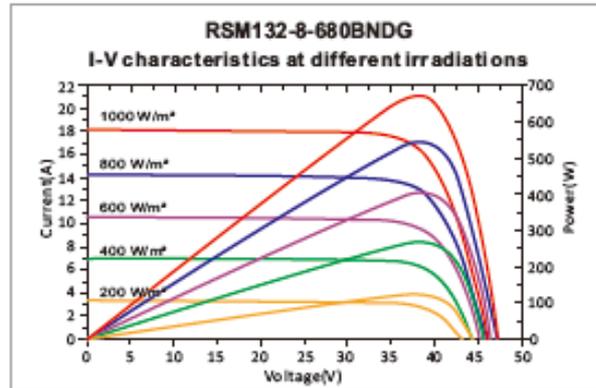


Figura 8 – Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,06% nel peggiore dei casi.

### 3.3.3. Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

In sede di progetto definitivo è stata effettuata una valutazione di tale parametro, sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione della temperatura).

Con riferimento al sistema fisso si è quindi ottenuto un valore di calcolo pari a -4,22%, mentre per il sistema ad inseguimento tale valore risulta pari a -4,74%.

### 3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva -0W + 20,4 W sulla potenza nominale di 680 W, che in termini percentuali si traduce in una tolleranza positiva -0% + 3%.

La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura.

Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,75% (guadagno), valevole per entrambe le configurazioni di impianto.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		16

### 3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e quindi fra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale dei quadri stringbox, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, fanno sì che le differenze di prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra risultino minimizzati, potendo così calcolare tale perdita ad un valore pari a -2,15%, valevole per entrambe le configurazioni di impianto.

Inoltre, è stato calcolato il mismatch dovuto all'irradiazione sul lato posteriore del modulo, che risulta essere pari a -0,75% per le strutture fisse e -0,83% per le strutture ad inseguimento.

### 3.3.6. Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 99% e un decadimento annuo successivo massimo del 0,4% per i 30 anni successivi.

#### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY 12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty

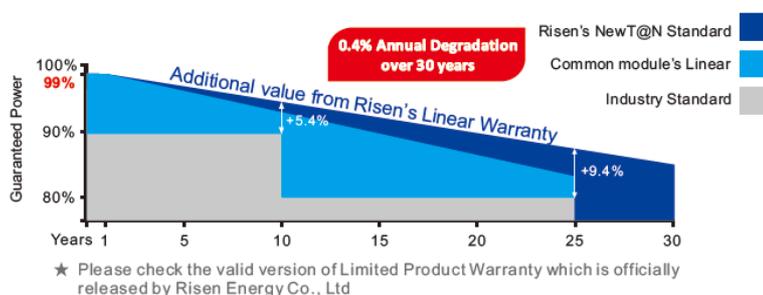


Figura 9 – Curva di decadimento moduli fotovoltaici

Nel software di calcolo PVsyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a -0,6%.

### 3.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		17

Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a -1,05% per la sezione con strutture fisse, e -1,16% per la sezione con strutture ad inseguimento.

### 3.3.8. Perdite sul sistema di conversione

Sono dovute alla curva di efficienza degli inverter in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato, marca e dallo schema di trasformazione.

Secondo i calcoli delle perdite di rete con il software PVSyst, imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter in progetto, le perdite sono state calcolate pari al -1,60% per la sezione fissa e -1,73% valido per la sezione tracker.

Inoltre, tenendo conto del rapporto fra la potenza nominale per parco fotovoltaico e la potenza nominale degli inverter, si ha un'ulteriore perdita legata al superamento della potenza massima in ingresso agli inverter. Tale valore risulta essere calcolato pari a circa -0,67%, considerato come valore medio dei vari sottocampi della sezione ad inseguimento, mentre risulta essere pari a -1,61% nella sezione di impianto fisso.

### 3.3.9. Perdite sui circuiti in corrente alternata

In questa voce vanno considerate due componenti:

#### **Perdite circuiti in corrente alternata in BT**

Data la ridotta distanza tra inverter centralizzati e trasformatore di Campo, queste perdite sono state calcolate per ciascun campo, in funzione dello schema distributivo. Tale valore, calcolato con software di simulazione PVSyst, ammonta a circa -0,05%.

#### **Perdite circuiti in corrente alternata in AT**

Secondo lo schema unifilare di progetto e la disposizione planimetrica delle cabine PS e la cabina di smistamento, sono state calcolate le perdite della rete MT.

Sono state calcolate altresì le perdite della rete AT di collegamento alla cabina utente 36kV, e da questa al punto di consegna presso la nuova Stazione Terna "Monreale 3".

Di seguito il calcolo dettagliato.

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]	Potenza persa [kW]	Δp %	Δp kW	
RAMO A	PS6	PS7	3x1x120	960	3,33	4,364	0,13%	4,364	
	PS7	PS5	3x1x120	1695	6,65	30,822	0,46%	30,822	
	PS5	PS4	3x1x300	8	9,98	0,130	0,00%	0,130	
	PS4	MTR	3x1x630	675	16,63	17,024	0,10%	17,024	
RAMO B	PS1	PS2	3x1x120	285	3,33	1,296	0,04%	1,296	
	PS2	MTR	3x1x300	870	9,98	14,110	0,14%	14,110	
RAMO C	PS3	MTR	3x1x120	385	6,65	7,001	0,11%	7,001	
BESS	MVPS.1D	MVPS.2D	3x1x120	25	6,65	0,454	0,01%	0,454	
	MVPS.2D	MVPS.3D	3x1x300	25	13,30	0,720	0,01%	0,720	
	MVPS.3D	MTR	3x1x630	40	19,95	1,452	0,01%	1,452	
LINEA SSE	MTR	SSE	3x1x630	7750	16,63	195,465	1,18%	195,465	
	MTR	SSE	3x1x630	7750	16,63	195,465	1,18%	195,465	
					<b>POTENZA COMPLESSIVA</b>	<b>33,260</b>	<b>PERDITE TOTALI RETE (kW)</b>		<b>468,304</b>
								<b>PERDITE TOTALI RETE (%)</b>	<b>1,41%</b>

Tabella 3 – Calcolo dettagliato dimensionamento delle linee

Il parametro di perdite sui circuiti in corrente alternata è assunto pari a -1,41%.

### 3.3.10. Perdite sui trasformatori AT/BT

Sulla base delle considerazioni effettuate al paragrafo precedente, ai fini del calcolo, pertanto, il parametro di perdite sui trasformatori AT/BT è stato calcolato pari a -1,08% per la sezione tracker e -1,12% per la sezione fissa.

### 3.3.11. Disponibilità di esercizio

In sede di progetto è stata effettuata una stima dell'indice di disponibilità garantito, sulla base della esperienza di O&M derivante dalla gestione di impianti simili a quello in progetto. Considerato il livello di connessione in AT e la stabilità di tale rete, il valore di indisponibilità di progetto è assunto pari al 0,5%. Sulla base di tale valore, e dei parametri meteorologici assunti, risulta una perdita da indisponibilità di esercizio pari a circa -1,09% per la sezione fissa e -1,03% per la sezione tracker.

### 3.3.12. Consumi ausiliari

Si stima una perdita sul totale della produzione pari a circa -0,59% per il sistema fisso e -0,54% per il sistema ad inseguimento monoassiale.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	19

### 3.3.13. Limitazione potenza immessa in rete

Tenendo conto di quanto riportato nel preventivo di connessione TERNA, la massima potenza in immissione dell'impianto è pari a 28 MW.

L'impianto di produzione in progetto ha una potenza lato DC pari a 33,2 MW dc, pertanto nelle ore centrali delle giornate del periodo primaverile-estivo, riesce ad avere una potenza massima di produzione superiore alla potenza massima che è ammessa dalla rete (28 MW). Normalmente questo esubero di potenza comporterebbe perdite sulla produzione complessiva annua, stimate intorno al 2-3%.

Al fine di assorbire i picchi di produzione, in progetto è previsto un sistema di accumulo di potenza pari a 23,4 MW e capacità di accumulo pari a 72 MWh.

Il sistema così è in grado di trattenere l'energia prodotta in esubero, e rilasciarla nei momenti in cui la potenza istantanea dell'impianto ritorna al di sotto della soglia massima ammissibile al punto di consegna.

Il sistema di accumulo ha comunque un suo fattore di perdita, legato alla doppia conversione AC-DC e alla perdita di carica, pari complessivamente a circa il 0,3%

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		20

### 3.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSyst7.3.

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la **produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 62.606,37MWh/anno.**

	Sezione tracker	Sezione fissa	TOTALE PARCO FOTOVOLTAICO
<b>Potenza (MWp)</b>	28,41	4,79	33,2
<b>Produzione (MWh/anno)</b>	<b>54.651,82</b>	<b>7.954,55</b>	<b>62.606,37</b>
<b>Producibilità specifica (kWh/kWp)</b>	1.924	1.658	1885,62
<b>Irraggiamento orizz (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	1661.3	1661.3	1661.3
<b>Irraggiamento sul piano dei collettori (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	2140.2	1841.6	2097,1
<b>PR</b>	89,89%	90,02%	89,91%

Considerata la potenza nominale dell'impianto complessiva, tenendo conto quindi delle due distinte sezioni fissa e ad inseguimento, si ha una produzione specifica media pari a **1885,62 (kWh/KWp)/anno.**

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (**Performance Ratio PR**) pari a **89,91%**.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI MONREALE (PA), LOCALITA' VALLEFONDI, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 33,2 MWp (potenza in immissione pari a 28 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "VALLEFONDI"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
<b>A.11</b>	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	21

#### 4. ALLEGATO: REPORT PVSYST

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: XELIO-Vallefondi

Variant: Sezione impianto inseguimento

Unlimited Trackers with backtracking

System power: 28.41 MWp

San Cipirello - Italia

**Author**

A176lab s.r.l. (Italy)



**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:  
21/09/23 19:17  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
<b>San Cipirello</b>		Latitude	37.91 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitude	13.24 °E		
		Altitude	423 m		
		Time zone	UTC+1		
<b>Meteo data</b>					
San Cipirello					
Meteonorm 8.1 (1991-2006), Sat=100% - Sintetico					

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation		No Shadings	
Tracking horizontal axis		Backtracking activated			
		Wind Speed threshold	0 m/s		
		Wind stow position	0 °		
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	41776 units	<b>Inverters</b>		<b>Battery pack</b>	
Pnom total	28.41 MWp	Nb. of units	8 units	Storage strategy: Peak shaving	
		Pnom total	26.61 MWac	Nb. of units	37 units
		Grid power limit	22.73 MWac	Voltage	1210 V
		Grid lim. Pnom ratio	1.250	Capacity	64158 Ah
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					

**Results summary**

Produced Energy	54651819 kWh/year	Specific production	1924 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.89 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
P50 - P90 evaluation	11
Single-line diagram	12



**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:  
 21/09/23 19:17  
 with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	
		Wind Speed threshold	0 m/s
		Wind stow position	0 °
		<b>Backtracking array</b>	
		Nb. of trackers	10 units
		Unlimited trackers	
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	5.50 m
		Collector width	2.40 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	43.6 %
		Left inactive band	0.02 m
		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits for BT	-/+ 63.8 °
		Backtracking pitch	5.50 m
		Backtracking width	2.40 m
<b>Models used</b>			
Transposition	Perez		
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Average Height	3.7 °	No Shadings	
		<b>User's needs</b>	
		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>			
Model	2D Calculation		
	unlimited trackers		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	5.50 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	2.44 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	44.4 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %
<b>Storage</b>		<b>Grid power limitation</b>	
Kind	Peak shaving	Active power	22.73 MWac
<b>Charging strategy</b>		<b>Discharging strategy</b>	
Available power over Grid	22726.0 kW	As soon as power is needed	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Risen Energy Co., Ltd	Manufacturer	Ingeteam
Model	RSM132-8-680BNDG	ModelS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]	
	(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	680 Wp	Unit Nom. Power	3326 kWac
Number of PV modules	41776 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	28.41 MWp	Total power	26608 kWac
<b>Array #1 - Campo PS1</b>			
Number of PV modules	4928 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3351 kWp	Total power	3326 kWac
Modules	176 Strings x 28 In series		



## PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:  
21/09/23 19:17  
with v7.4.2

## PV Array Characteristics

**Array #1 - Campo PS1****At operating cond. (50°C)**

P <sub>mpp</sub>	3086 kWp
U <sub>mpp</sub>	1014 V
I <sub>mpp</sub>	3042 A

Operating voltage	853-1300 V
P <sub>nom</sub> ratio (DC:AC)	1.01

**Array #2 - Campo PS2**

Number of PV modules	11648 units
Nominal (STC)	7921 kWp
Modules	416 Strings x 28 In series

Number of inverters	2 units
Total power	6652 kWac

**At operating cond. (50°C)**

P <sub>mpp</sub>	7294 kWp
U <sub>mpp</sub>	1014 V
I <sub>mpp</sub>	7191 A

Operating voltage	853-1300 V
P <sub>nom</sub> ratio (DC:AC)	1.19

**Array #3 - Campo PS3**

Number of PV modules	11480 units
Nominal (STC)	7806 kWp
Modules	410 Strings x 28 In series

Number of inverters	2 units
Total power	6652 kWac

**At operating cond. (50°C)**

P <sub>mpp</sub>	7188 kWp
U <sub>mpp</sub>	1014 V
I <sub>mpp</sub>	7088 A

Operating voltage	853-1300 V
P <sub>nom</sub> ratio (DC:AC)	1.17

**Array #4 - Campo PS5**

Number of PV modules	5768 units
Nominal (STC)	3922 kWp
Modules	206 Strings x 28 In series

Number of inverters	1 unit
Total power	3326 kWac

**At operating cond. (50°C)**

P <sub>mpp</sub>	3612 kWp
U <sub>mpp</sub>	1014 V
I <sub>mpp</sub>	3561 A

Operating voltage	853-1300 V
P <sub>nom</sub> ratio (DC:AC)	1.18

**Array #5 - Campo PS6**

Number of PV modules	3024 units
Nominal (STC)	2056 kWp
Modules	108 Strings x 28 In series

Number of inverters	1 unit
Total power	3326 kWac

**At operating cond. (50°C)**

P <sub>mpp</sub>	1894 kWp
U <sub>mpp</sub>	1014 V
I <sub>mpp</sub>	1867 A

Operating voltage	853-1300 V
P <sub>nom</sub> ratio (DC:AC)	0.62

**Array #6 - Campo PS7**

Number of PV modules	4928 units
Nominal (STC)	3351 kWp
Modules	176 Strings x 28 In series

Number of inverters	1 unit
Total power	3326 kWac

**At operating cond. (50°C)**

P <sub>mpp</sub>	3086 kWp
U <sub>mpp</sub>	1014 V
I <sub>mpp</sub>	3042 A

Operating voltage	853-1300 V
P <sub>nom</sub> ratio (DC:AC)	1.01

**Total PV power**

Nominal (STC)	28408 kWp
Total	41776 modules
Module area	129771 m <sup>2</sup>
Cell area	121593 m <sup>2</sup>

**Total inverter power**

Total power	26608 kWac
Number of inverters	8 units
P <sub>nom</sub> ratio	1.07



**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:  
21/09/23 19:17  
with v7.4.2

**PV Array Characteristics**

<b>Battery Storage</b>			
<b>Battery</b>			
Manufacturer	Huawei		
Model	Luna2000 - 2.0 MWh - 2H0		
<b>Battery pack</b>		<b>Battery Pack Characteristics</b>	
Nb. of units	37 in parallel	Voltage	1210 V
Discharging min. SOC	20.0 %	Nominal Capacity	64158 Ah (C10)
Stored energy	62084.4 kWh	Temperature	Fixed 20 °C
<b>Battery input charger</b>			
Model	Generic		
Max. charg. power	19.1 MWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		
<b>Battery to Grid inverter</b>			
Model	Generic		
Max. disch. power	19.1 MWac		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	0.6 %			
		Uc (const)	29.0 W/m²K					
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %			
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.978	0.946	0.850	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance	0.65 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #1 - Campo PS1</b>		<b>Array #2 - Campo PS2</b>	
Global array res.	5.5 mΩ	Global array res.	2.3 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #3 - Campo PS3</b>		<b>Array #4 - Campo PS5</b>	
Global array res.	2.3 mΩ	Global array res.	4.7 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #5 - Campo PS6</b>		<b>Array #6 - Campo PS7</b>	
Global array res.	8.9 mΩ	Global array res.	5.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

**System losses**

<b>Unavailability of the system</b>		<b>Auxiliaries loss</b>	
Time fraction	1.0 %	Proportionnal to Power	5.0 W/kW
	3.7 days,	0.0 kW from Power thresh.	
	5 periods	Night aux. cons.	6.00 kW



**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:  
21/09/23 19:17  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 600 Vac tri  
Loss Fraction 0.09 % at STC

**Inverter: IS\_3Power\_3825TL\_C600\_IP65 [2021-12-03\_up to 50°C]**

Wire section (8 Inv.) Copper 8 x 3 x 2000 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 10 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 36 kV  
Average each inverter  
Wires Copper 3 x 700 mm<sup>2</sup>  
Length 8650 m  
Loss Fraction 0.10 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 36 kV

**One transfo parameters**

Nominal power at STC 5.58 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 5.58 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 55.77 kVA  
Copper loss fraction 1.00 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.65 mΩ

**Operating losses at STC (full system)**

Nb. identical MV transfos 5  
Nominal power at STC 27.88 MVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 27.88 kVA  
Copper loss 278.85 kVA



Horizon definition

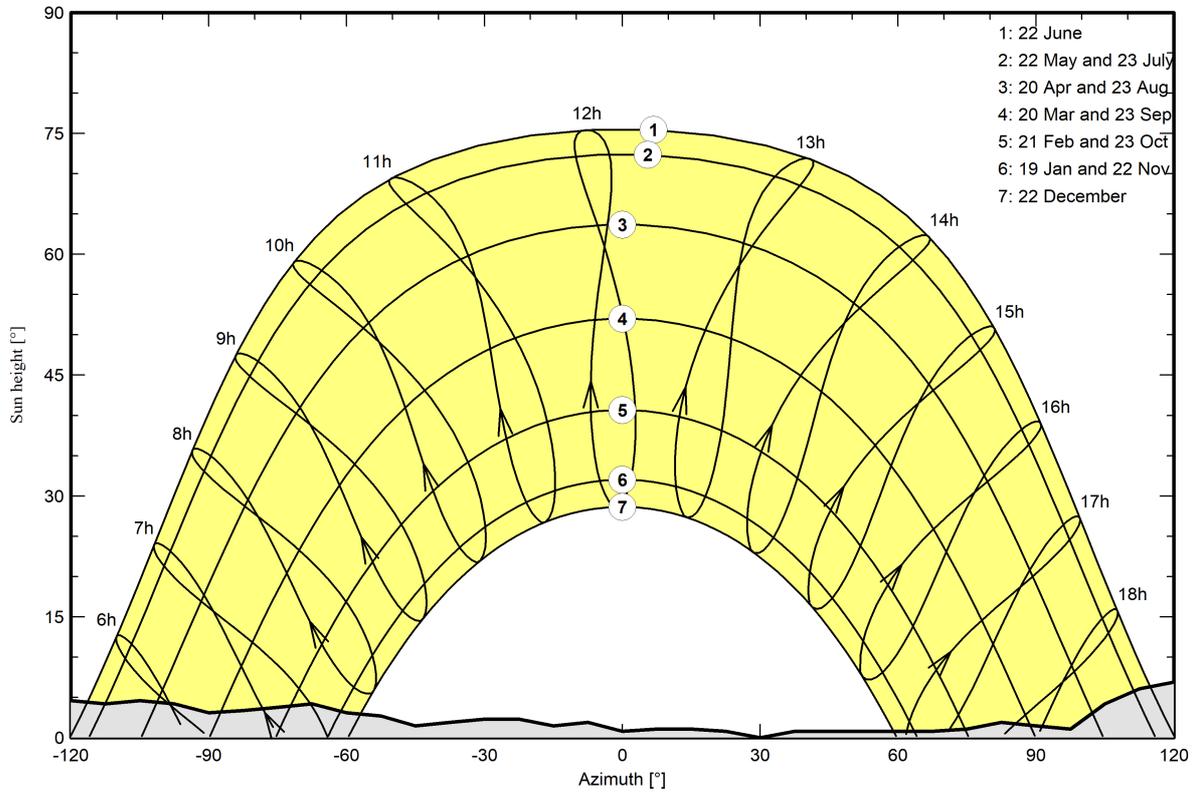
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°54'32", Long=13°14'20", Alt=423m

Average Height	3.7 °	Albedo Factor	0.84
Diffuse Factor	0.96	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	6.9	6.9	3.1	3.1	4.6	4.2	4.6	4.2	3.1	3.4	3.8	4.2	3.1	2.7
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38	68	75
Height [°]	1.5	1.9	2.3	2.3	1.5	1.9	0.8	1.1	1.1	0.8	0.0	0.8	0.8	1.1
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	150	158	165	173	180	
Height [°]	1.9	1.5	1.1	4.2	6.1	6.9	6.9	7.6	7.6	6.9	7.6	6.9	6.9	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





**PVsyst V7.4.2**

VCO, Simulation date:  
 21/09/23 19:17  
 with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**Main results**

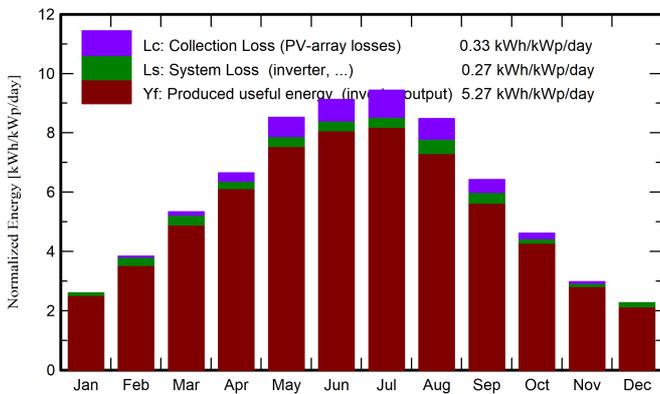
**System Production**

Produced Energy 54651819 kWh/year Specific production 1924 kWh/kWp/year  
 Perf. Ratio PR 89.89 %

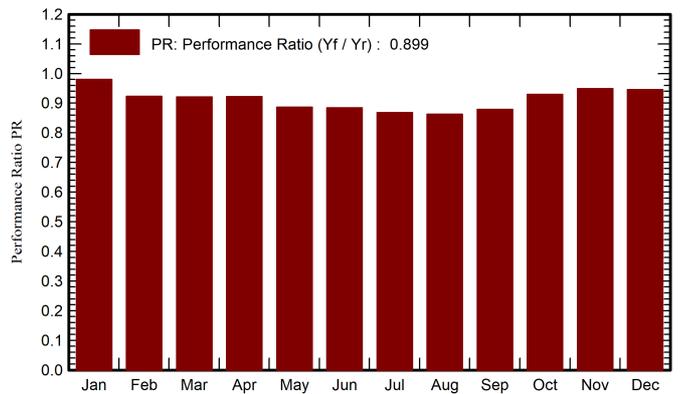
**Battery aging (State of Wear)**

Cycles SOW 99.8 %  
 Static SOW 90.0 %  
 Battery lifetime 10.0 years

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

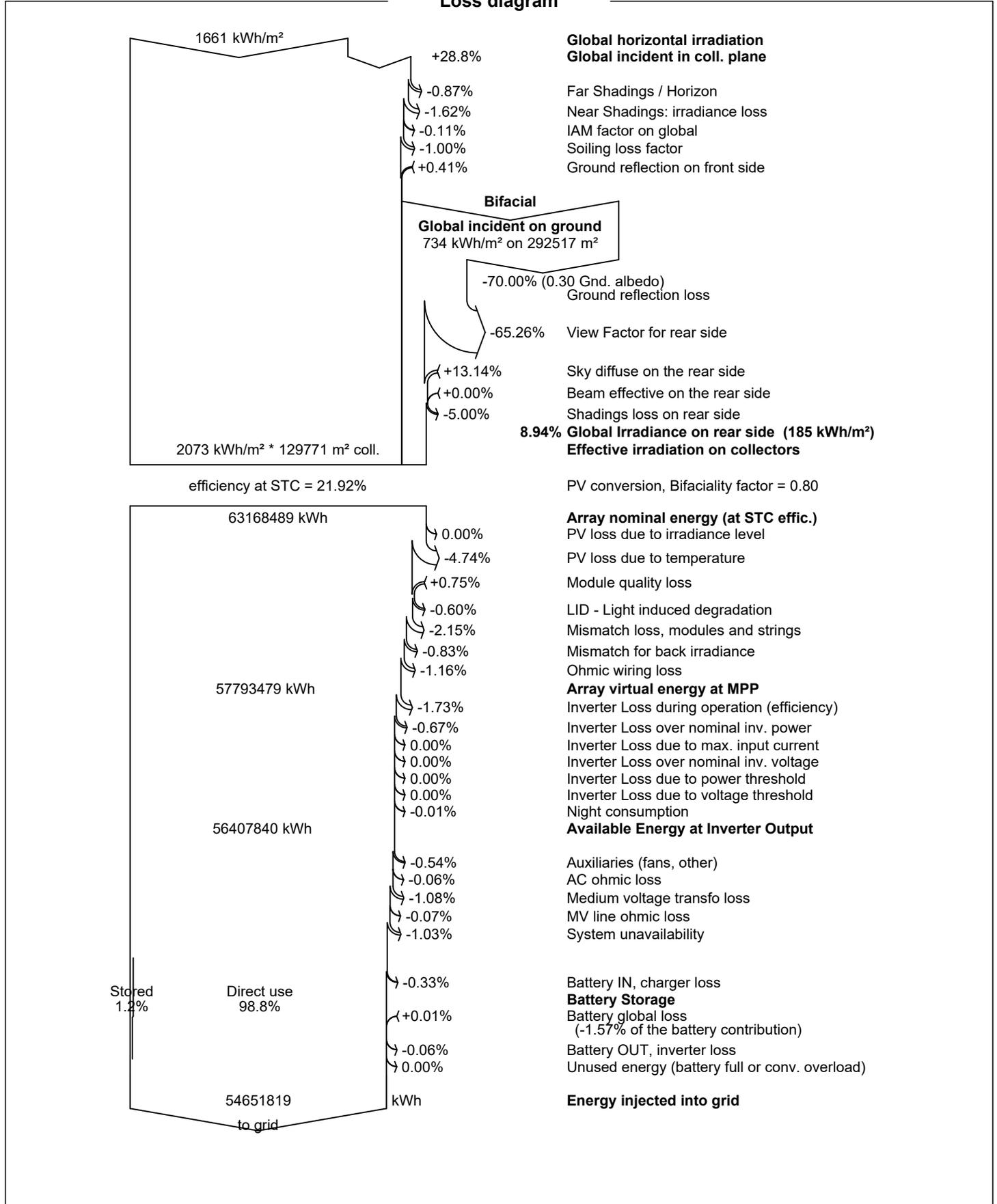
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	EBatDis kWh	PR ratio
January	62.5	33.11	11.78	80.1	77.1	2285486	2227939	31011	0.980
February	82.6	34.07	11.59	107.4	103.8	3035141	2816395	0	0.924
March	129.0	53.80	13.79	165.3	160.1	4613467	4321767	5425	0.920
April	159.6	74.21	15.95	199.4	193.0	5439150	5220646	67639	0.922
May	205.3	74.71	20.48	264.1	255.8	6940568	6647593	122148	0.886
June	214.5	81.52	24.23	273.8	265.0	7172366	6882205	93161	0.885
July	224.7	72.00	27.25	292.6	283.7	7524608	7216118	105973	0.868
August	200.9	69.66	27.52	262.8	255.4	6872167	6443529	27034	0.863
September	146.4	55.06	23.67	192.5	186.5	5114873	4805346	20499	0.879
October	110.5	45.69	21.08	143.1	138.6	3915066	3779898	0	0.930
November	69.8	33.98	16.65	89.3	86.0	2501697	2408519	0	0.949
December	55.4	28.73	13.17	70.0	67.4	1997193	1881864	0	0.946
Year	1661.3	656.53	18.98	2140.2	2072.6	57411781	54651819	472890	0.899

**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	EBatDis	Battery Discharging Energy
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



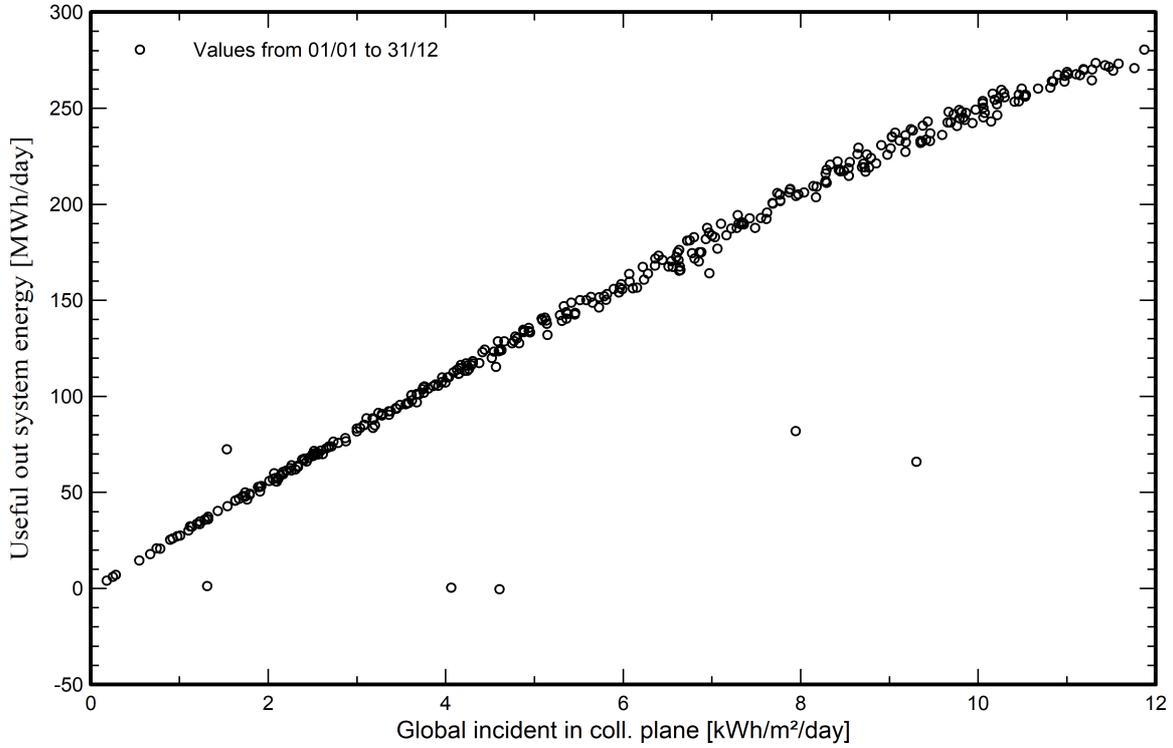
Loss diagram



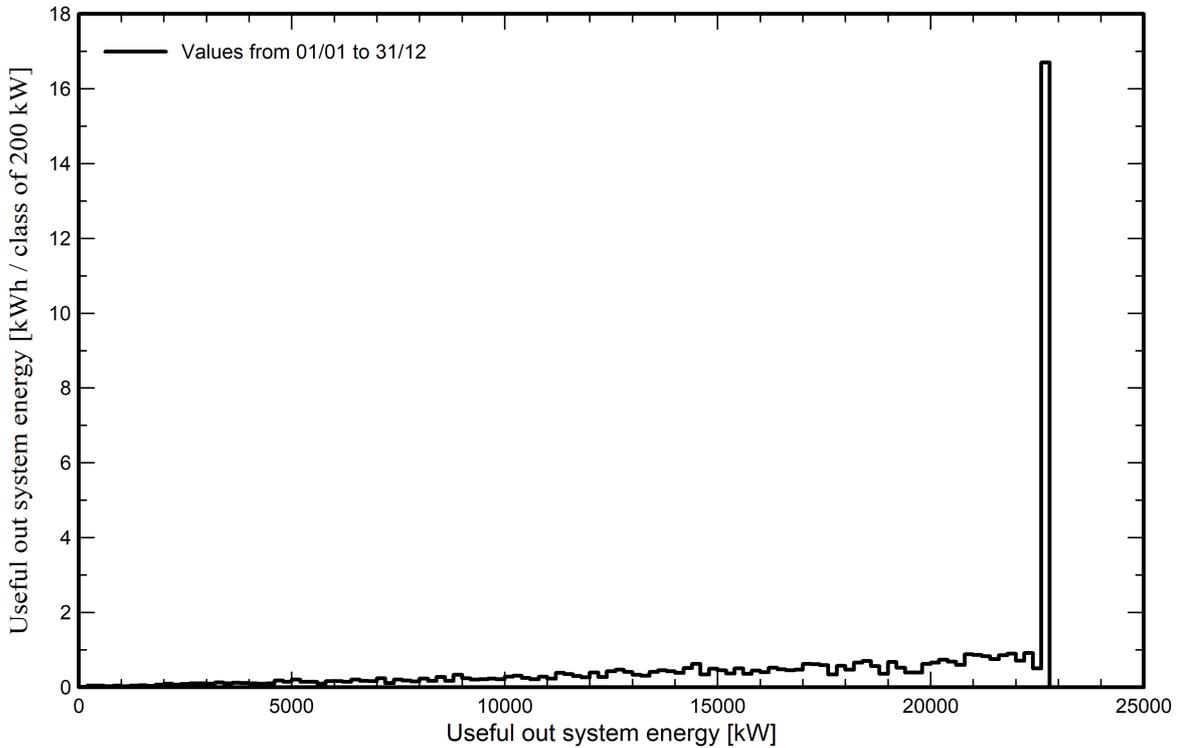


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.4.2**

VC0, Simulation date:  
21/09/23 19:17  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteonorm 8.1 (1991-2006), Sat=100%  
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 %

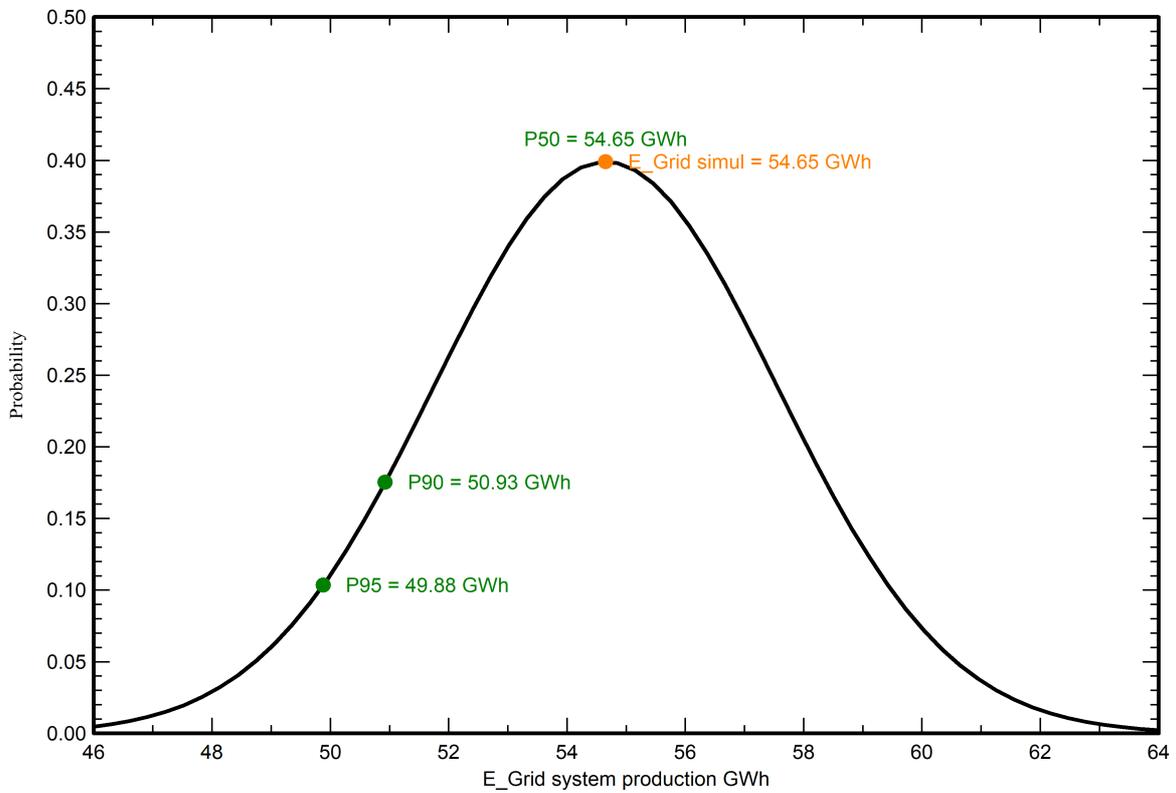
**Simulation and parameters uncertainties**

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 2.90 GWh  
P50 54.65 GWh  
P90 50.93 GWh  
P95 49.88 GWh

**Probability distribution**

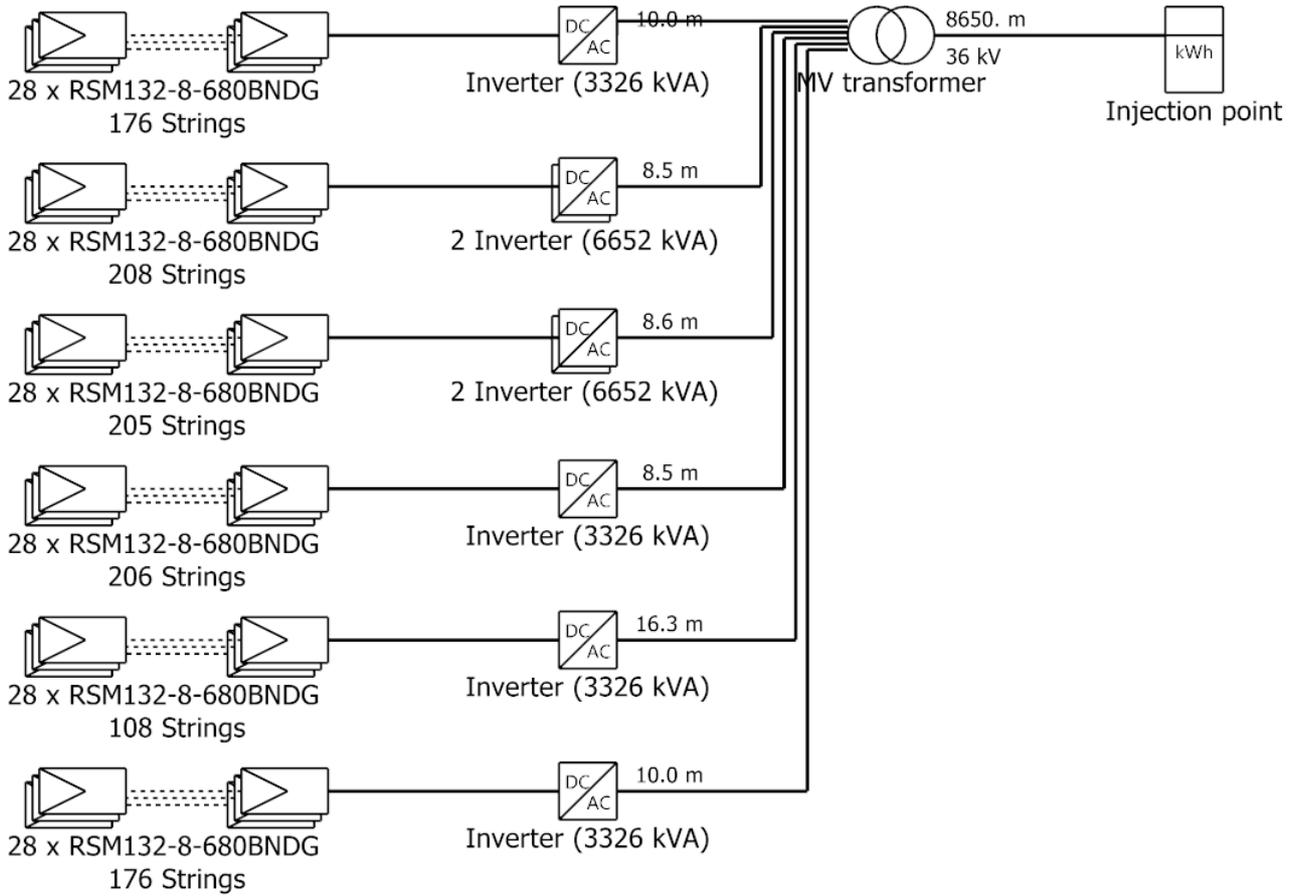




PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:  
21/09/23 19:17  
with v7.4.2

# Single-line diagram



PV module	RSM132-8-680BNDG
Inverter	IS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
String	28 x RSM132-8-680BNDG

XELIO-Vallefondi

A176lab s.r.l. (Italy  
)

VC0 : Sezione impianto inseguimento

21/09/23

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: XELIO-Vallefondi

Variant: Sezione impianto fisso

Unlimited sheds

System power: 4798 kWp

San Cipirello - Italy

**Author**

A176lab s.r.l. (Italy)

**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

**Project summary****Geographical Site**

**San Cipirello**  
Italy

**Situation**

Latitude 37.91 °N  
Longitude 13.24 °E  
Altitude 423 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**

San Cipirello  
Meteonorm 8.1 (1991-2006), Sat=100% - Sintetico

**System summary****Grid-Connected System****PV Field Orientation**

Sheds  
Tilt 20 °  
Azimuth 0 °

**System information****PV Array**

Nb. of modules 7056 units  
Pnom total 4798 kWp

**Unlimited sheds****Near Shadings**

Mutual shadings of sheds

**Inverters**

Nb. of units 1 unit  
Pnom total 3824 kWac  
Grid power limit 3800 kWac  
Grid lim. Pnom ratio 1.263

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Battery pack**

Storage strategy: Peak shaving  
Nb. of units 7 units  
Voltage 1210 V  
Capacity 12138 Ah

**Results summary**

Produced Energy	7954551 kWh/year	Specific production	1658 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.02 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**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
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
Orientation		Nb. of sheds	50 units	Transposition	Perez
Sheds		Unlimited sheds		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt	20 °	<b>Sizes</b>		Circumsolar	separate
Azimuth	0 °	Sheds spacing	9.00 m		
		Collector width	4.84 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	53.8 %		
		Top inactive band	0.02 m		
		Bottom inactive band	0.02 m		
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle	20.6 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height	3.7 °	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	9.00 m	Ground albedo		0.30	
Sheds width	4.88 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	1.50 m	Shed transparent fraction		0.0 %	
<b>Storage</b>				<b>Grid power limitation</b>	
Kind	Peak shaving			Active power	3800 kWac
<b>Charging strategy</b>		<b>Discharging strategy</b>		Pnom ratio	1.263
Available power over Grid	3800.0 kW	As soon as power is needed			

PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Risen Energy Co., Ltd	Manufacturer	Ingeteam
Model	RSM132-8-680BNDG	Model	S_3Power_3825TL_C690_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	680 Wp	Unit Nom. Power	3824 kWac
Number of PV modules	7056 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4798 kWp	Total power	3824 kWac
Modules	252 Strings x 28 In series	Operating voltage	979-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.25
Pmpp	4418 kWp		
U mpp	1014 V		
I mpp	4356 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4798 kWp	Total power	3824 kWac
Total	7056 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	21918 m²	Pnom ratio	1.25
Cell area	20537 m²		



## PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

## PV Array Characteristics

## Battery Storage

## Battery

Manufacturer Huawei  
Model Luna2000 - 2.0 MWh - 2H0

## Battery pack

Nb. of units 7 in parallel  
Discharging min. SOC 20.0 %  
Stored energy 11745.7 kWh

## Battery input charger

Model Generic  
Max. charg. power 3200.0 kWdc  
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

## Battery to Grid inverter

Model Generic  
Max. disch. power 3200.0 kWac  
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

## Battery Pack Characteristics

Voltage 1210 V  
Nominal Capacity 12138 Ah (C10)  
Temperature Fixed 20 °C

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

## 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

## DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.6 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

## Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.978	0.946	0.850	0.000

## System losses

## Unavailability of the system

Time fraction 1.0 %  
3.7 days,  
5 periods

## Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 5.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.  
Night aux. cons. 2.00 kW

## AC wiring losses

## Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 690 Vac tri  
Loss Fraction 0.09 % at STC

## Inverter: IS\_3Power\_3825TL\_C690\_IP65 [2021-12-03\_up to 50°C]

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 2000 mm<sup>2</sup>  
Wires length 10 m



**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**AC wiring losses**

**MV line up to Injection**

MV Voltage	36 kV
Average each inverter	
Wires	Copper 3 x 700 mm <sup>2</sup>
Length	8650 m
Loss Fraction	0.02 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage	36 kV
<b>One transfo parameters</b>	
Nominal power at STC	943 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	0.80 kVA
Iron loss fraction	0.08 % at STC
Copper loss	11.10 kVA
Copper loss fraction	1.18 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 5.94 mΩ

**Operating losses at STC (full system)**

Nb. identical MV transfos	5
Nominal power at STC	4.72 MVA
Iron loss (24/24 Connexion)	4.01 kVA
Copper loss	55.48 kVA



**Horizon definition**

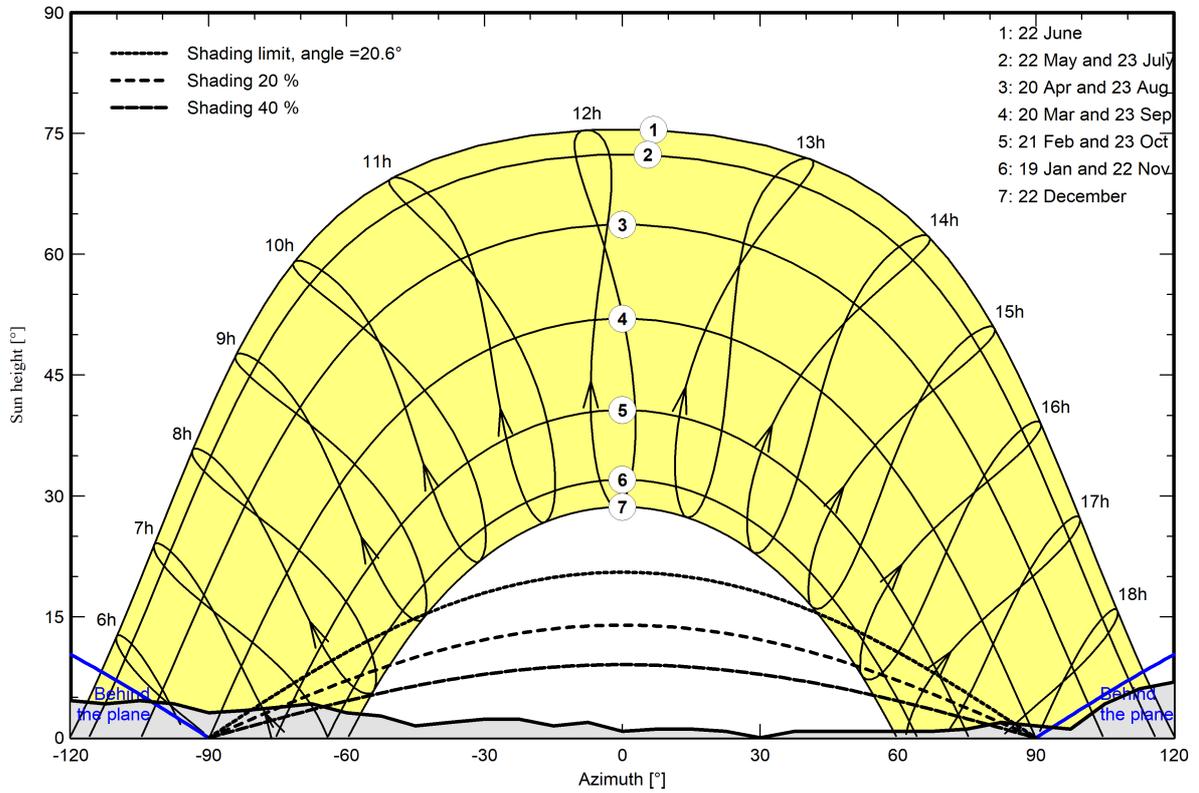
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°54'32", Long=13°14'20", Alt=423m

Average Height	3.7 °	Albedo Factor	0.93
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	6.9	6.9	3.1	3.1	4.6	4.2	4.6	4.2	3.1	3.4	3.8	4.2	3.1	2.7
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38	68	75
Height [°]	1.5	1.9	2.3	2.3	1.5	1.9	0.8	1.1	1.1	0.8	0.0	0.8	0.8	1.1
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	150	158	165	173	180	
Height [°]	1.9	1.5	1.1	4.2	6.1	6.9	6.9	7.6	7.6	6.9	7.6	6.9	6.9	

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**





**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 7954551 kWh/year

Specific production

1658 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

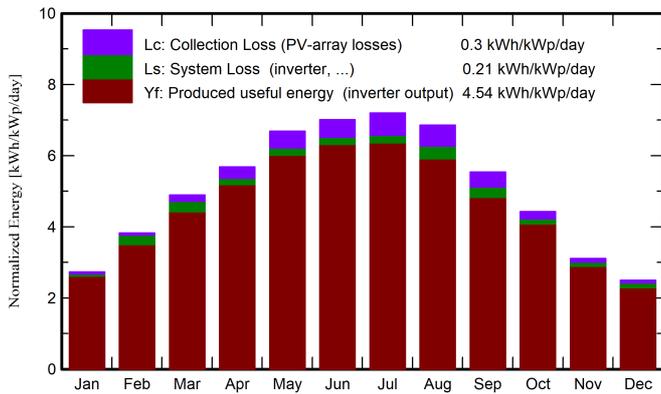
90.02 %

**Battery aging (State of Wear)**

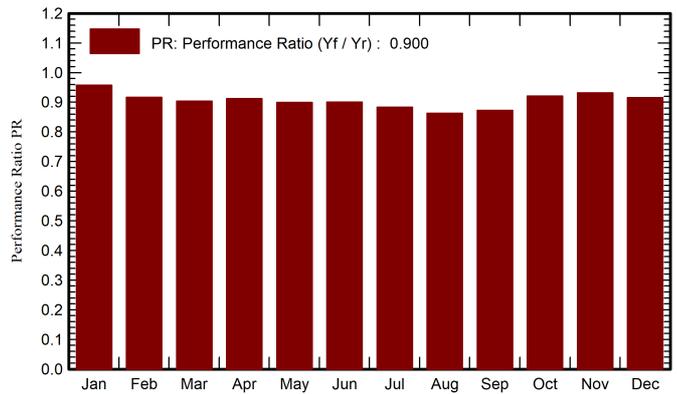
Cycles SOW 100.0 %

Static SOW 90.0 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

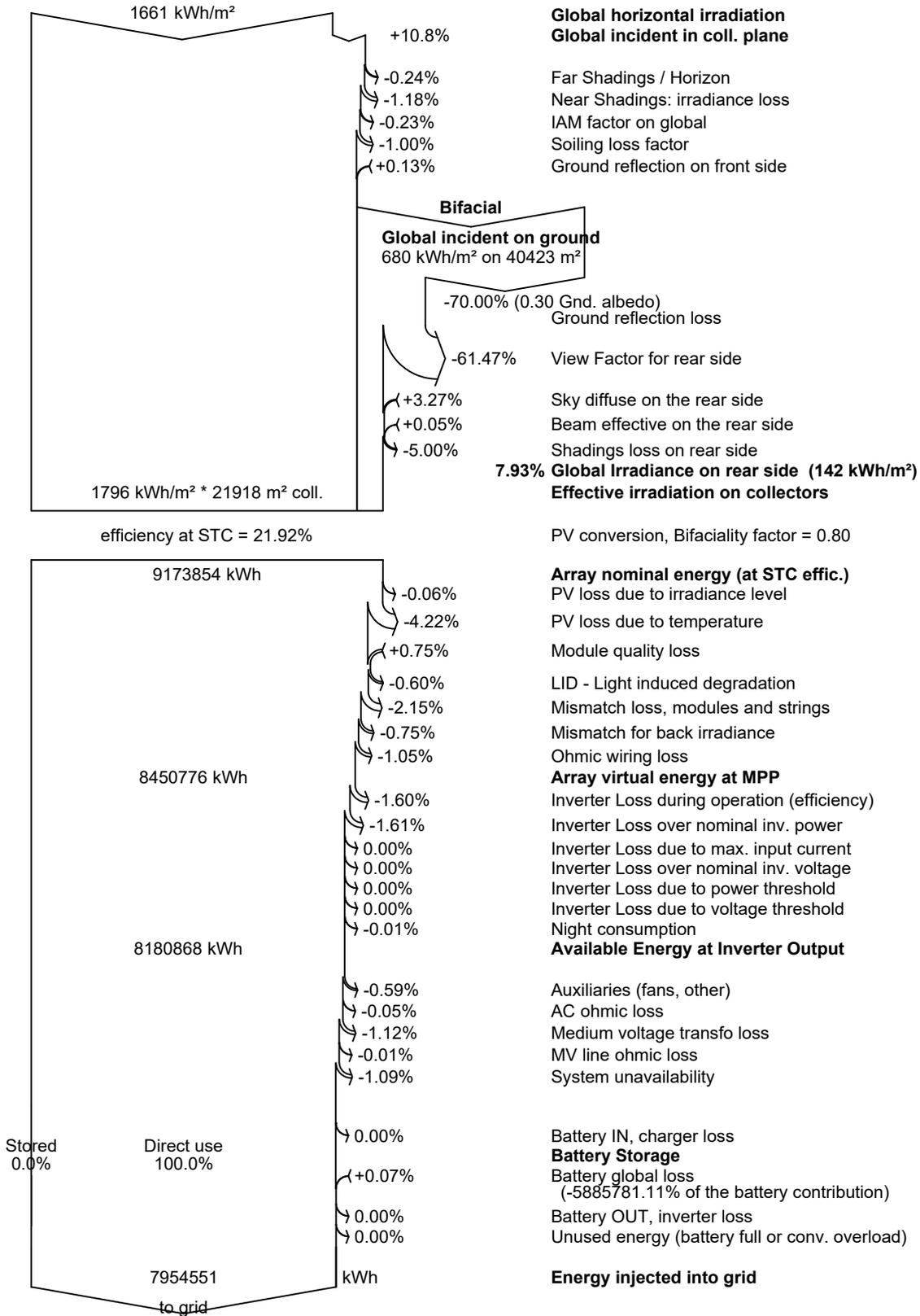
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	EBatDis kWh	PR ratio
<b>January</b>	62.5	33.11	11.78	84.6	81.8	397743	388678	5886	0.958
<b>February</b>	82.6	34.07	11.59	107.1	104.5	506232	470930	0	0.917
<b>March</b>	129.0	53.80	13.79	151.7	148.1	702411	657917	0	0.904
<b>April</b>	159.6	74.21	15.95	170.4	166.0	772231	746448	0	0.913
<b>May</b>	205.3	74.71	20.48	207.2	202.4	925300	894684	0	0.900
<b>June</b>	214.5	81.52	24.23	210.3	205.3	939639	909196	0	0.901
<b>July</b>	224.7	72.00	27.25	223.2	218.0	978096	946463	0	0.884
<b>August</b>	200.9	69.66	27.52	212.5	207.8	933946	879484	0	0.862
<b>September</b>	146.4	55.06	23.67	166.2	162.1	738253	695638	0	0.872
<b>October</b>	110.5	45.69	21.08	137.4	134.2	628777	607358	0	0.921
<b>November</b>	69.8	33.98	16.65	93.3	90.5	432615	416879	0	0.932
<b>December</b>	55.4	28.73	13.17	77.6	74.9	361269	340876	0	0.916
<b>Year</b>	1661.3	656.53	18.98	1841.6	1795.7	8316511	7954551	5886	0.900

**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
- EBatDis Battery Discharging Energy
- PR Performance Ratio



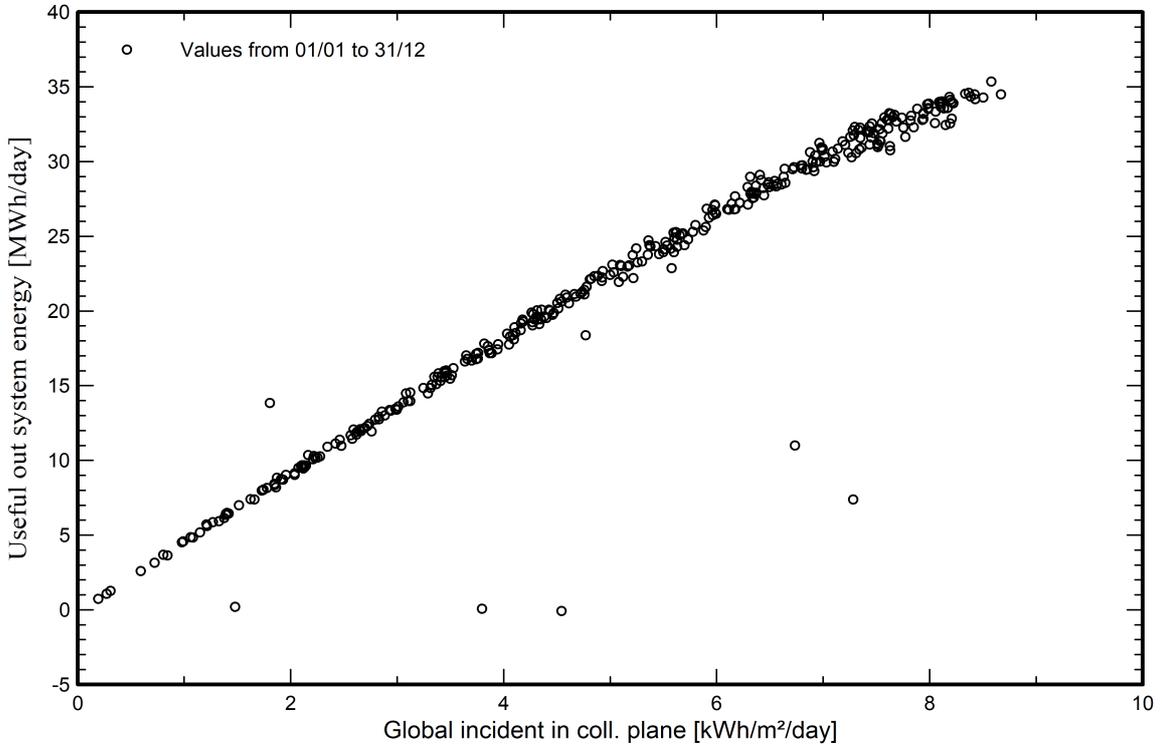
Loss diagram



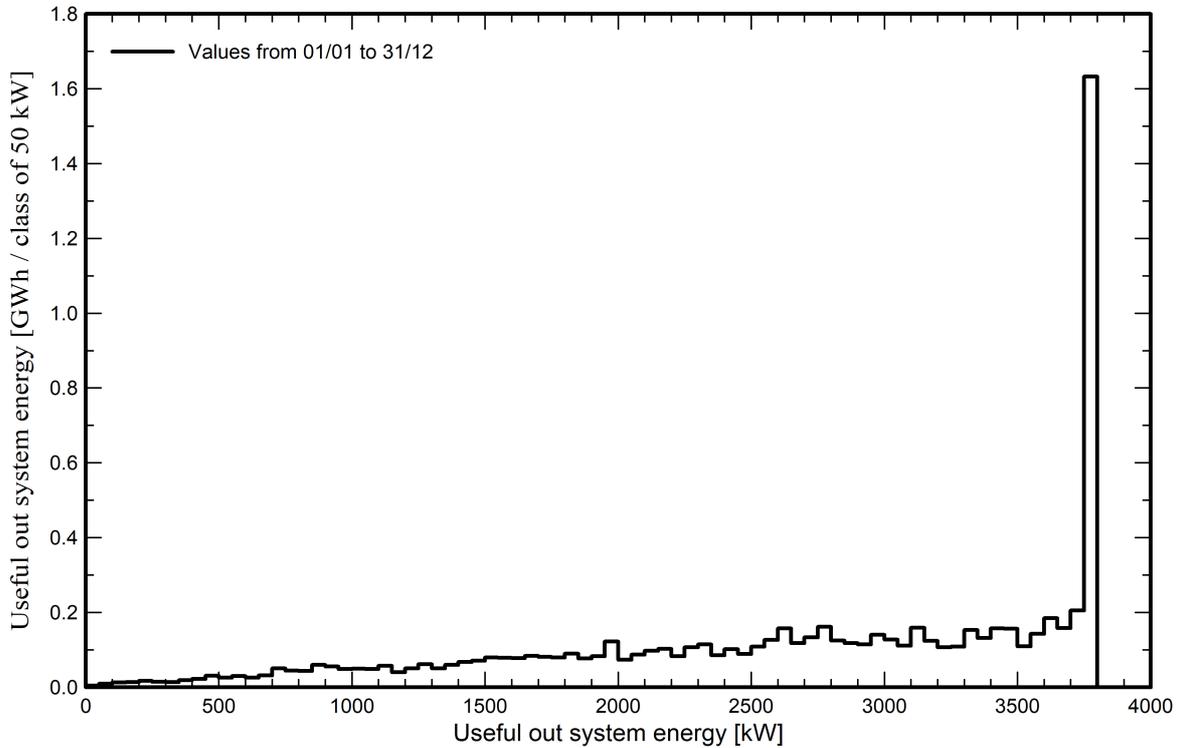


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

A176lab s.r.l. (Italy)

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteonorm 8.1 (1991-2006), Sat=100%  
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 %

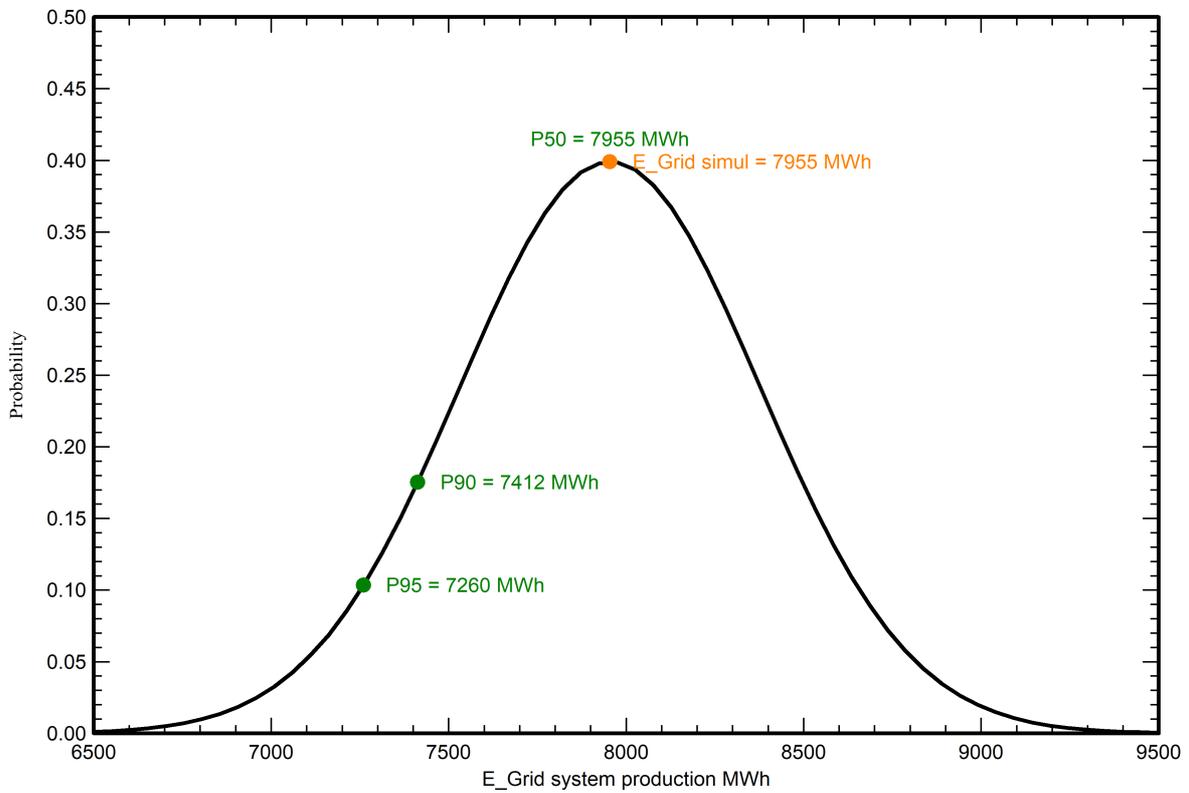
**Simulation and parameters uncertainties**

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 423 MWh  
P50 7955 MWh  
P90 7412 MWh  
P95 7260 MWh

**Probability distribution**

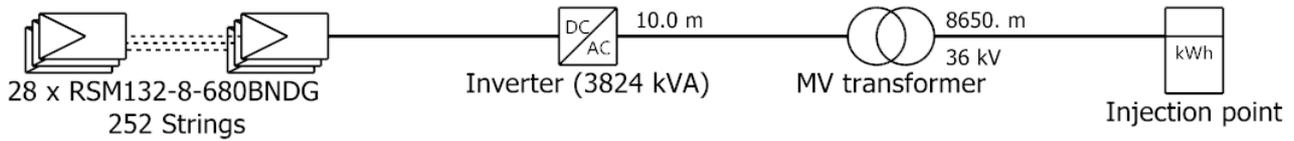




**PVsyst V7.4.2**

VC1, Simulation date:  
21/09/23 19:30  
with v7.4.2

# Single-line diagram



PV module	RSM132-8-680BNDG
Inverter	IS_3Power_3825TL_C690_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
String	28 x RSM132-8-680BNDG

XELIO-Vallefondi

A176lab s.r.l. (Italy  
)

VC1 : Sezione impianto fisso

21/09/23