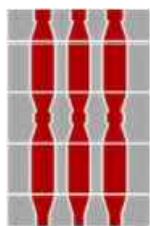


Regione Umbria



Provincia di Terni



Comune di Orvieto



Regione Lazio



Provincia di Viterbo



Comune di Bagnoregio



Committente:

**RWE**

RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.

via Andrea Doria, 41/G - 00192 Roma

P.IVA/C.F. 06400370968

PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

Titolo del Progetto:

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO "DEIMOS"**

DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 43.243,46 kWp UBICATO NEI COMUNI DI ORVIETO (TR) E BAGNOREGIO (VT) E DELLE OPERE CONNESSE NEL COMUNE DI CASTEL GIORGIO (TR)

Documento:

**PROGETTO DEFINITIVO**

N° Documento:

RWE-BGR-SP

ID PROGETTO:

**RWE-BGR**

DISCIPLINA:

**PD**

TIPOLOGIA:

**R**

FORMATO:

**A4**

Elaborato:

**Stima di produzione dell'impianto**

FOGLIO:

**1 di 1**

SCALA:

-

Nome file:

**RWE-BGR-SP.pdf**

Progettazione:



SR International S.r.l.

C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma

Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106

C.F e P.IVA 13457211004

Progettista:

dott. ing. Andrea Bartolazzi



Rev.	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	20/11/2023	Prima emissione	SR International	RWE	RWE

**INDICE**

INDICE DELLE FIGURE.....	2
INDICE DELLE TABELLE .....	2
1. LOCALIZZAZIONE DEL SITO.....	3
2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE .....	3
2.1 Criterio progettuale .....	3
2.2 Irraggiamento solare .....	5
2.3 Perdite nell'impianto FV .....	6
2.4 Software di simulazione PVSYST .....	7
2.5 Energia prodotta dall'impianto .....	8
3. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA.....	30
3.1 Risparmio di combustibile.....	31
3.2 Emissioni evitate in atmosfera .....	31

**INDICE DELLE FIGURE**

*Figura 1 – Suddivisione dell'area d'impianto ..... 4*  
*Figura 2 – Radiazione incidente e dati meteo nell'area d'impianto ..... 6*

**INDICE DELLE TABELLE**

*Tabella 1 – Riepilogo dei dati di impianto .....31*  
*Tabella 2 – Risparmio di combustibile in TEP .....31*  
*Tabella 3 – Emissioni evitate in atmosfera.....32*

## 1. LOCALIZZAZIONE DEL SITO

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto agrivoltaico denominato "Deimos", è localizzato nei comuni di Bagnoregio (Provincia di Viterbo, Regione Lazio) e di Orvieto (Provincia di Terni, Regione Umbria). L'area prevista per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico e di tutte le opere necessarie alla connessione alla rete e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica, sono situate nel comune di Castel Giorgio (TR).

## 2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

### 2.1 Criterio progettuale

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile, adottando soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola sul sito di installazione.

Nel nostro caso l'impianto sarà dotato sia di sistemi a inseguimento solare che da sistemi fissi. Nel caso dei sistemi fissi i moduli installati nell'area 1 (ad ovest) su hanno un valore di pitch pari a 9 m mentre, le strutture delle aree 3 e 4 (lato est dell'impianto), avranno un pitch di 8 m. Nel caso dei sistemi a inseguimento solare, il generatore agrivoltaico è esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento dei tracker il cui asse di rotazione è parallelo alla direzione Nord-Sud. La distanza di pitch orizzontale tra gli inseguitori solari, pari a 5,3 m assieme al sistema back-tracking, consente di minimizzare i fenomeni di ombreggiamento e garantire la coltivazione del terreno tra le strutture dei moduli. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato.

Il generatore agrivoltaico in progetto sarà costituito da un totale di 73.294 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali di potenza nominale pari a 590 Wp, di cui 46.592 saranno installati su strutture fisse, mentre i restanti 26.702 saranno installati su strutture metalliche ad inseguimento solare monoassiale, con asse di rotazione in direzione Nord-Sud. La potenza nominale in DC sarà pari a circa 43,24 MWp.

Le caratteristiche tecniche e realizzative dell'impianto sono riportate in figura e in forma tabellare come di seguito:

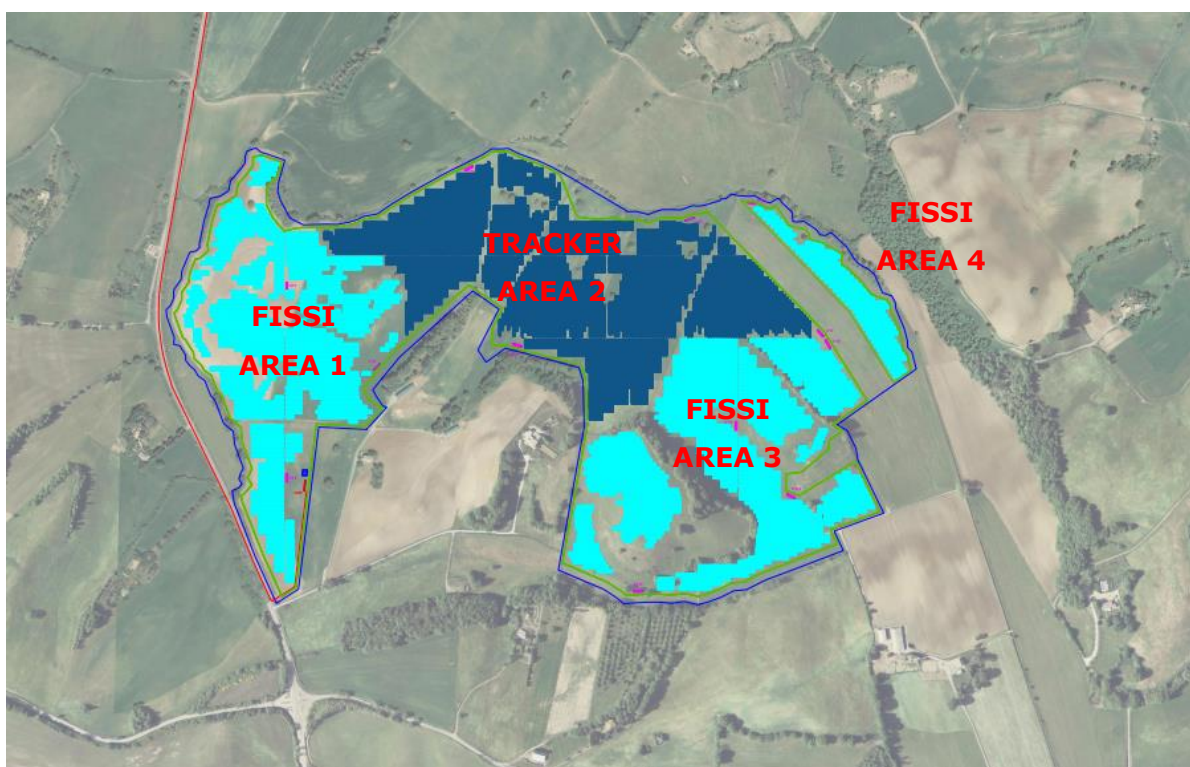


Figura 1 – Suddivisione dell'area d'impianto

	Sottocampi	Numero Moduli	Numero stringhe	Moduli per stringa	Numero inverter	Numero stringhe per inverter	Potenza Sottocampo [kWp]	Potenza Totale [kWp]	Potenza Inverter [kW]	Cabine trafo in MT	Potenza trafo BT/MT 0,8/30 kV	Cabina di raccolta
FISSI Area 1	Sottocampo 1	3.068	118	26	5	23*2+24*3	1.810,1	10.922,1	1.500	CT1	1x2000	CDR
	Sottocampo 2	3.068	118	26	5	23*2+24*3	1.810,1		1.500		1x2000	
	Sottocampo 3	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500	CT2	1x2000	
	Sottocampo 4	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500		1x2000	
	Sottocampo 5	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500	CT3	1x2000	
	Sottocampo 6	3.094	119	26	6	20*5+19*1	1.825,5		1.800		1x2000	
<b>TOTALE AREA 1</b>	<b>18.512</b>	<b>712</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>10.922,1</b>	<b>9.300</b>						
TRACKER Area 2	Sottocampo 7	3.328	128	26	5	25*2+26*3	1.963,5	15.754,2	1.500	CT4	1x2500	
	Sottocampo 8	3.328	128	26	6	21*4+22*2	1.963,5		1.800		1x2500	
	Sottocampo 9	3.328	128	26	6	21*4+22*2	1.963,5		1.800	CT5	1x2500	
	Sottocampo 10	3.328	128	26	6	21*4+22*2	1.963,5		1.800		1x2500	
	Sottocampo 11	3.328	128	26	6	21*4+22*2	1.963,5		1.800	CT6	1x2500	
	Sottocampo 12	3.354	129	26	6	21*3+22*3	1.978,9		1.800		1x2500	
	Sottocampo 13	3.354	129	26	6	21*3+22*3	1.978,9		1.800	CT7	1x2500	
	Sottocampo 14	3.354	129	26	6	21*3+22*3	1.978,9		1.800		1x2500	
<b>TOTALE AREA 2</b>	<b>26.702</b>	<b>1027</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>15.754,2</b>	<b>14.100</b>						
FISSI Area 3	Sottocampo 15	3.068	118	26	5	23*2+24*3	1.810,1	14.573,0	1.500	CT8	1x2000	
	Sottocampo 16	3.068	118	26	5	23*2+24*3	1.810,1		1.500		1x2000	
	Sottocampo 17	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500	CT9	1x2000	
	Sottocampo 18	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500		1x2000	
	Sottocampo 19	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500	CT10	1x2000	
	Sottocampo 20	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500		1x2000	
	Sottocampo 21	3.094	119	26	5	23*1+24*4	1.825,5		1.500	CT11	1x2000	
	Sottocampo 22	3.094	119	26	6	20*5+19*1	1.825,5		1.800		1x2000	
<b>TOTALE AREA 3</b>	<b>24.700</b>	<b>950</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>14.573,0</b>	<b>12.300</b>						
FISSI Area 4	Sottocampo 23	3.380	130	26	6	22*4+21*2	1.994,2	1.994,2	1.800	CT12	1x2500	
<b>TOTALE AREA 4</b>	<b>3.380</b>	<b>130</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>1.994,2</b>	<b>1.800</b>						
<b>TOTALE IMPIANTO</b>	<b>73294</b>	<b>2819</b>	<b>125</b>	<b>125</b>	<b>43.243,5</b>	<b>37.500</b>	<b>12</b>	<b>23</b>	<b>1</b>			

Il calcolo dell'energia prodotta dall'impianto è stato effettuato mediante l'utilizzo del software PVSYST. Le variabili da considerare per ottenere un risultato affidabile e rispondente alla realtà, sono sia i valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc..) l'efficienza dei moduli fotovoltaici, il rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e l'ombreggiamento.

## 2.2 Irraggiamento solare

Come già specificato, ai fini del calcolo della produzione di energia elettrica attesa sarà essenziale definire le condizioni di irraggiamento del sito di installazione. Secondo quanto previsto dalla normativa si calcolerà dunque l'entità della radiazione annua nella nell'area dell'impianto agrivoltaico.

Si riportano di seguito i valori medi mensili dell'irraggiamento solare sull'area d'impianto nei diversi mesi dell'anno.

### Area 1

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	46.8	22.98	6.26	72.8	63.5	689289	654973	0.823
<b>February</b>	69.5	35.02	2.32	97.5	89.8	998040	955943	0.897
<b>March</b>	126.6	52.29	8.55	156.9	148.6	1599012	1535672	0.896
<b>April</b>	168.2	64.63	13.25	189.1	179.9	1894252	1821438	0.882
<b>May</b>	192.4	72.89	16.91	196.4	186.2	1959076	1883681	0.878
<b>June</b>	209.5	73.09	19.69	206.3	195.9	2059237	1980951	0.879
<b>July</b>	202.9	79.47	21.25	202.9	192.5	2033512	1956180	0.883
<b>August</b>	211.5	56.05	26.19	230.4	220.3	2237290	2152753	0.855
<b>September</b>	142.5	57.38	18.43	169.3	160.8	1694878	1629501	0.881
<b>October</b>	112.3	40.00	14.46	155.1	145.7	1550477	1489699	0.879
<b>November</b>	59.7	28.36	10.45	91.5	81.4	875276	836395	0.837
<b>December</b>	53.0	23.27	6.68	90.8	76.7	825384	787866	0.795
<b>Year</b>	1595.1	605.43	13.78	1859.1	1741.3	18415722	17685052	0.871

### Area 2

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	46.8	22.98	6.26	68.5	56.2	912712	879335	0.815
<b>February</b>	69.5	35.02	2.32	98.4	83.4	1369747	1323220	0.853
<b>March</b>	126.6	52.29	8.55	175.4	155.4	2472657	2388193	0.864
<b>April</b>	168.2	64.63	13.25	229.0	207.8	3229221	2895483	0.803
<b>May</b>	192.4	72.89	16.91	259.1	238.4	3632885	3377501	0.827
<b>June</b>	209.5	73.09	19.69	282.5	259.7	3912615	3773231	0.848
<b>July</b>	202.9	79.47	21.25	272.5	250.2	3784954	3651752	0.851
<b>August</b>	211.5	56.05	26.19	300.2	273.8	4025338	3885428	0.821
<b>September</b>	142.5	57.38	18.43	200.6	178.2	2742842	2493079	0.789
<b>October</b>	112.3	40.00	14.46	168.2	144.8	2255340	2180890	0.823
<b>November</b>	59.7	28.36	10.45	86.8	72.0	1155818	1116102	0.816
<b>December</b>	53.0	23.27	6.68	79.5	63.7	1033763	997399	0.797
<b>Year</b>	1595.1	605.43	13.78	2220.6	1983.7	30527889	28961613	0.828

### Area 3 e 4

	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	PR ratio
January	46.8	22.98	6.26	73.0	63.9	1042972	981123	0.812
February	69.5	35.02	2.32	96.9	89.0	1481832	1402290	0.873
March	126.6	52.29	8.55	157.6	149.3	2421840	2291997	0.878
April	168.2	64.63	13.25	189.4	180.3	2868217	2715673	0.865
May	192.4	72.89	16.91	196.6	186.5	2963783	2807467	0.862
June	209.5	73.09	19.69	207.2	196.7	3123024	2958963	0.862
July	202.9	79.47	21.25	203.7	193.1	3081360	2920907	0.866
August	211.5	56.05	26.19	230.9	220.5	3386594	3206706	0.838
September	142.5	57.38	18.43	169.6	160.9	2562420	2428422	0.864
October	112.3	40.00	14.46	155.2	145.8	2328658	2206084	0.858
November	59.7	28.36	10.45	91.4	81.6	1315609	1243589	0.821
December	53.0	23.27	6.68	90.6	76.9	1251001	1182090	0.787
Year	1595.1	605.43	13.78	1862.1	1744.5	27827309	26345312	0.854

Figura 2 – Radiazione incidente e dati meteo nell'area d'impianto

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 2, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa *1.595,1 kWh/m<sup>2</sup> anno*.

### 2.3 Perdite nell'impianto FV

Come già accennato, nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico bisogna tenere in considerazione, oltre all'irraggiamento annuo dell'area, anche del rendimento dei componenti elettrici del sistema, l'efficienza dei moduli fotovoltaici e l'ombreggiamento.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione e angolo di orientazione;
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore agrivoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione.
- Perdite per ombreggiamento.
- Perdite per mismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

L'efficienza nominale del modulo agrivoltaico ( $\eta$ ) è data dal rapporto tra la potenza

nominale (espressa in kW) e la superficie del modulo (espressa in mq). Nel caso in questione, per il modulo ipotizzato si ottiene:

$$\eta = P_{nom} / S_{mod} = 100 \times (0,59 \text{ kW} / (2,278 \text{ m} \times 1,134 \text{ m})) = 22,8\%$$

Per valutare l'energia producibile e la potenza disponibile in corrente alternata occorre tener conto delle perdite che si possono generare nel sistema e che nel dettaglio sono rappresentate da:

In termini di rendimenti di sistema il Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 181 del 05/08/2005 impone che un impianto di produzione di energia possenga i seguenti requisiti di efficienza energetica:

- Una potenza lato CC superiore all'85% ( $\eta_{cc}$ ) della potenza nominale del generatore agrivoltaico, riferita alle specifiche condizioni di irraggiamento.
- Una potenza attiva lato AC superiore al 90% ( $\eta_{ac}$ ) della potenza lato CC (efficienza del gruppo di conversione).

Secondo quanto esposto si avrà pertanto una potenza attiva lato AC superiore al 76,5% (85% x 90%) della potenza nominale dell'impianto agrivoltaico, riferita alle condizioni standard di irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C. Si riportano di seguito i risultati di produzione dell'energia elettrica annua dell'impianto agrivoltaico ed il numero di ore equivalenti di funzionamento, per i vari sottocampi, ottenuti dalle simulazioni con il software PVSYST.

## 2.4 Software di simulazione PVSYST

Come accennato in precedenza, PVSyst è tra i più potenti strumenti software per la simulazione di sistemi FV connessi direttamente in rete e stand-alone. È stato sviluppato dal Center of Energy dell'Università di Ginevra, in Svizzera. Nella modalità di ingegneria (progettazione dell'impianto FV), PVSyst consente una definizione molto dettagliata dell'impianto agrivoltaico, comprese geometrie speciali, come oggetti ombreggiati o sistemi di tracciamento. PVSyst contiene un enorme database di proprietà tecniche ed elettriche dei componenti FV più comuni (moduli, inverter) disponibili sul mercato.

In sintesi, il software mostra le seguenti principali caratteristiche e prestazioni:

- Calcoli basati su dati orari;
- Database di moduli fotovoltaici, inverter e meteo;
- Possibilità di definire nuovi modelli di modulo, inverter e dati meteo;
- Possibilità di scelta di ogni tipologia di modulo (mono, multi, film sottile) con le sue proprietà specifiche;
- Calcolo delle proprietà delle celle (RShum, RS. <sup>TM</sup> ») e del loro impatto sulla produzione dell'impianto FV;
- Calcolo di impianti con moduli multistringa;
- Monitoraggio delle prestazioni a di moduli fotovoltaici e inverter;
- Perdite di ombreggiamento dovute all'orizzonte e di altri oggetti vicini (edifici, alberi, ecc.);
- Calcolo delle perdite nel cablaggio dell'array (fino al trasformatore);



- Modellizzazione dinamica della temperatura e dati meteo, calcolo delle perdite di temperatura;
- Studio dei sistemi ad inseguimento solare (2 assi, 1 asse).

## **2.5 Energia prodotta dall'impianto**

Si riportano di seguito le tabelle riepilogative dell'analisi della producibilità relative all'impianto agrivoltaico nel suo complesso che utilizza moduli bifacciali da 590 Wp, montati sia su strutture ad inseguitori solari monoassiali del tipo "1-in-portrait" che su strutture fisse al suolo, del tipo "2-in-portrait", mediante il software PVSYST.

### **2.5.1. Tracker: Area 2**

- a pagina 9, 10 e 11 sono riportati i dati tecnici dell'impianto e l'ubicazione del sito d'installazione;
- a pagina 12 è raffigurata la porzione d'impianto oggetto della simulazione;
- a pagina 13 sono riportati i risultati della produzione annua di energia elettrica e i valori ambientali del sito in esame;
- a pagina 15 sono riportati i grafici dell'energia elettrica immessa in rete;
- a pagina 14 è raffigurato il diagramma delle perdite annue dell'impianto FV.

### **2.5.2. Strutture fisse (Tilt 25°, Azimuth 0°, Pitch 9 m): Area 1**

- a pagina 16, 17 e 18 sono riportati i dati tecnici dell'impianto e l'ubicazione del sito d'installazione;
- a pagina 19 è raffigurata la porzione d'impianto oggetto della simulazione;
- a pagina 20 sono riportati i risultati della produzione annua di energia elettrica e i valori ambientali del sito in esame;
- a pagina 22 sono riportati i grafici dell'energia elettrica immessa in rete;
- a pagina 21 è raffigurato il diagramma delle perdite annue dell'impianto FV.

### **2.5.3. Strutture fisse (Tilt 25°, Azimuth 0°, Pitch 8 m): Aree 3 e 4**

- a pagina 23, 24 e 25 sono riportati i dati tecnici dell'impianto e l'ubicazione del sito d'installazione;
- a pagina 26 è raffigurata la porzione d'impianto oggetto della simulazione;
- a pagina 27 sono riportati i risultati della produzione annua di energia elettrica e i valori ambientali del sito in esame;
- a pagina 29 sono riportati i grafici dell'energia elettrica immessa in rete;
- a pagina 28 è raffigurato il diagramma delle perdite annue dell'impianto FV.



**PVsyst V7.4.4**

VC3, Simulation date:  
29/11/23 06:58  
with v7.4.4

**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: Area con inseguitori solari

SR international (Italy)

**Project summary**

**Geographical Site**

Osteria di Biagio

Italy

**Meteo data**

Osteria di Biagio

PVGIS api TMY

**Situation**

Latitude 42.65 °N  
Longitude 12.04 °E  
Altitude 558 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**System summary**

**Grid-Connected System**

**PV Field Orientation**

**Orientation**

Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt -1.5 °

Avg axis azim. 0 °

**System information**

**PV Array**

Nb. of modules

Pnom total

26702 units

15.75 MWp

**Tracking system**

**Tracking algorithm**

Irradiance optimization

**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

Diffuse shading Automatic

**Inverters**

Nb. of units

Pnom total

Pnom ratio

47 units

14.10 MWac

1.117

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Results summary**

Produced Energy 28961613 kWh/year Specific production 1838 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.78 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10



Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: Area con inseguitori solari

SR international (Italy)

**PVsyst V7.4.4**

VC3, Simulation date:  
29/11/23 06:58  
with v7.4.4

**General parameters**

Grid-Connected System		Tracking system	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Irradiance optimization	
Tracking plane, tilted axis			
Avg axis tilt	-1.5 °		
Avg axis azim.	0 °		
		<b>Trackers configuration</b>	
		Nb. of trackers	1093 units
		Identical arrays	
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	5.30 m
		Collector width	2.28 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	43.0 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Shading limit angles</b>	
		Phi limits for BT	-/+ 64.4 °
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	
Transposition	Perez	Linear shadings : Fast (table)	
Diffuse	Imported	Diffuse shading	Automatic
Circumsolar	separate		
<b>Horizon</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>			
Model	2D Calculation unlimited trackers		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	5.30 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	2.28 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	43.0 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM-590N-72HL4-BDV_01	Model	SUN2000-330KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	26702 units	Number of inverters	47 units
Nominal (STC)	15.75 MWp	Total power	14100 kWac
Modules	1027 string x 26 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>25°C)	300 kWac
Pmpp	14.57 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1029 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	14159 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	15754 kWp	Total power	14100 kWac
Total	26702 modules	Number of inverters	47 units
Module area	68978 m²	Pnom ratio	1.12



Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: Area con inseguitori solari

SR international (Italy)

**PVsyst V7.4.4**

VC3, Simulation date:  
29/11/23 06:58  
with v7.4.4

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 1.5 %

**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. 0.67 mΩ

Loss Fraction 0.9 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction 0.0 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.2 %

**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

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods

**Auxiliaries loss**

constant (fans) 11.00 kW  
15.0 kW from Power thresh.  
Proportional to Power 5.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses**

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

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.50 % at STC

**Inverter: SUN2000-330KTL-H3**

Wire section (47 Inv.) Copper 47 x 3 x 120 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 185 m

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

**Transformer from Datasheets**

Nominal power 2500 kVA  
Iron Loss 3.50 kVA  
Iron loss fraction 0.14 % of PNom  
Copper loss 20.90 kVA  
Copper loss fraction 0.84 % at PNom  
Coils equivalent resistance 3 x 2.14 mΩ

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

Nb. identical MV transfos 8  
Nominal power at STC 15.60 MVA  
Iron loss 28.00 kVA  
Iron loss fraction 0.18 % at STC  
Copper loss 101.68 kVA  
Copper loss fraction 0.65 % at STC



**PVsyst V7.4.4**  
 VC3, Simulation date:  
 29/11/23 06:58  
 with v7.4.4

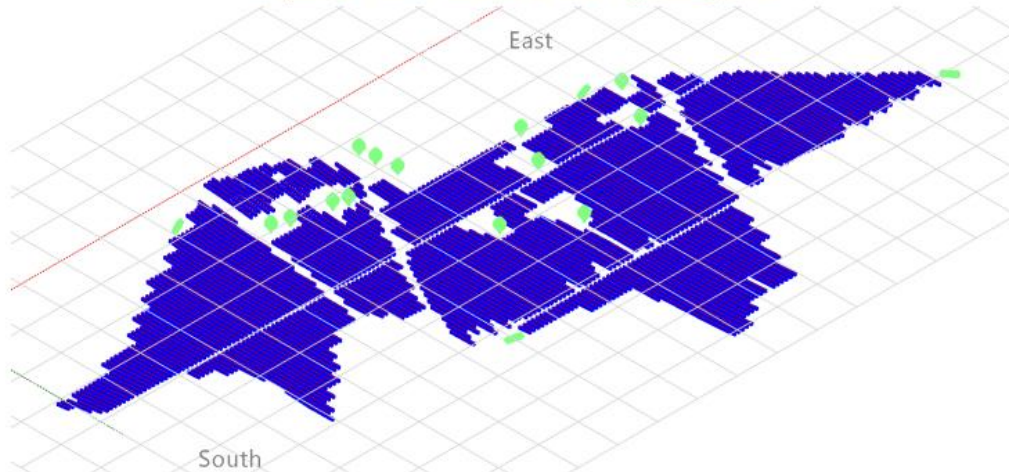
**Project: Bagnoregio-Orvioto-RWE**

Variant: Area con inseguitori solari

SR international (Italy)

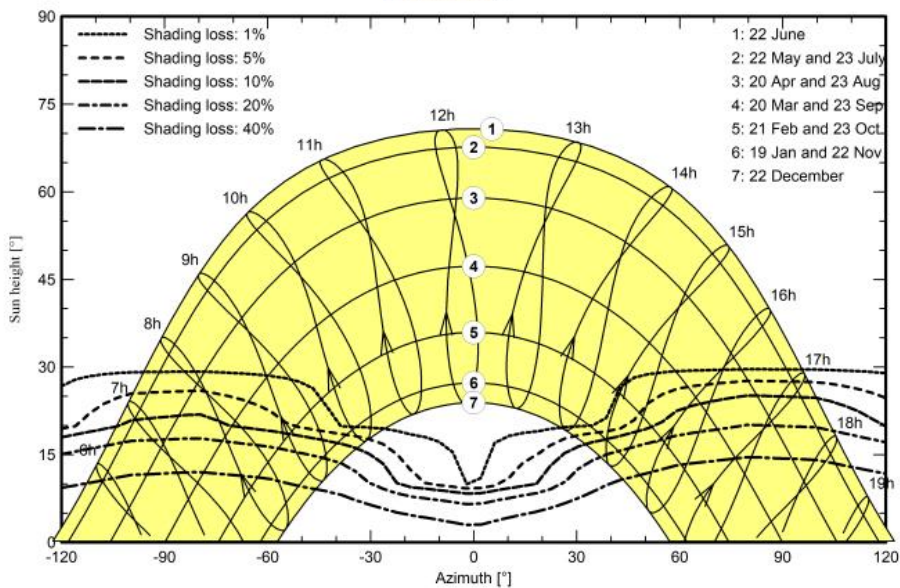
**Near shadings parameter**

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



**Iso-shadings diagram**

Orientation #1





**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: Area con inseguitori solari

SR international (Italy)

**PVsyst V7.4.4**

VC3, Simulation date:  
29/11/23 06:58  
with v7.4.4

**Main results**

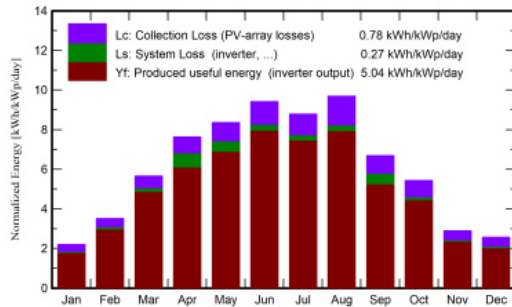
**System Production**

Produced Energy 28961613 kWh/year

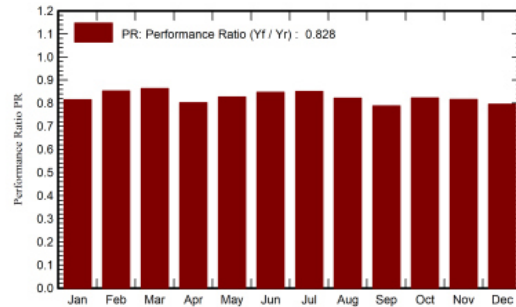
Specific production  
Perf. Ratio PR

1838 kWh/kWp/year  
82.78 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
January	46.8	22.98	6.26	68.5	56.2	912712	879335	0.815
February	69.5	35.02	2.32	98.4	83.4	1369747	1323220	0.853
March	126.6	52.29	8.55	175.4	155.4	2472657	2388193	0.864
April	168.2	64.63	13.25	229.0	207.8	3229221	2895483	0.803
May	192.4	72.89	16.91	259.1	238.4	3632885	3377501	0.827
June	209.5	73.09	19.69	282.5	259.7	3912615	3773231	0.848
July	202.9	79.47	21.25	272.5	250.2	3784954	3651752	0.851
August	211.5	56.05	26.19	300.2	273.8	4025338	3885428	0.821
September	142.5	57.38	18.43	200.6	178.2	2742842	2493079	0.789
October	112.3	40.00	14.46	168.2	144.8	2255340	2180890	0.823
November	59.7	28.36	10.45	86.8	72.0	1155818	1116102	0.816
December	53.0	23.27	6.68	79.5	63.7	1033763	997399	0.797
<b>Year</b>	<b>1595.1</b>	<b>605.43</b>	<b>13.78</b>	<b>2220.6</b>	<b>1983.7</b>	<b>30527889</b>	<b>28961613</b>	<b>0.828</b>

**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		



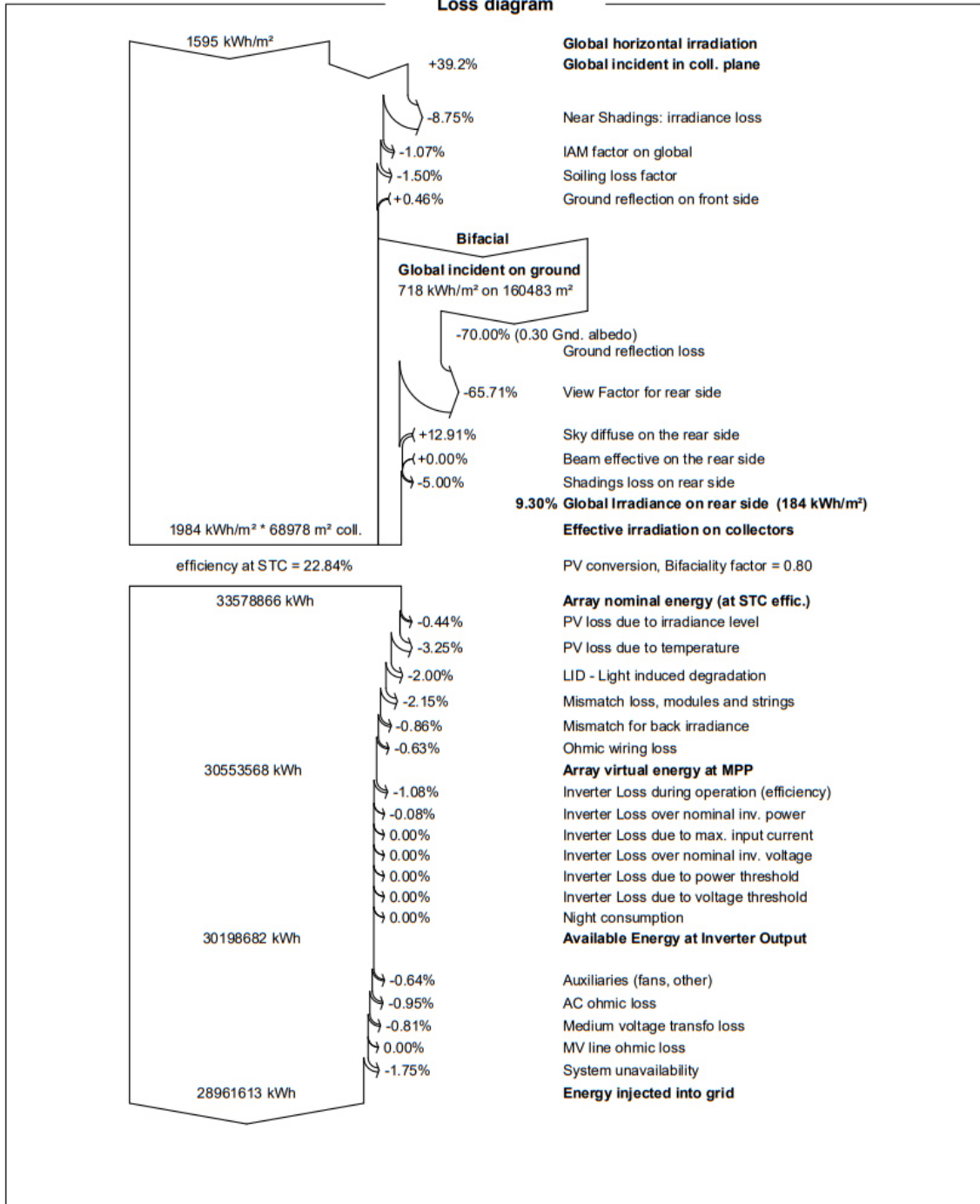
**PVsyst V7.4.4**  
 VC3, Simulation date:  
 29/11/23 06:58  
 with v7.4.4

**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: Area con inseguitori solari

SR international (Italy)

**Loss diagram**





**PVsyst V7.4.4**  
 VC3, Simulation date:  
 29/11/23 06:58  
 with v7.4.4

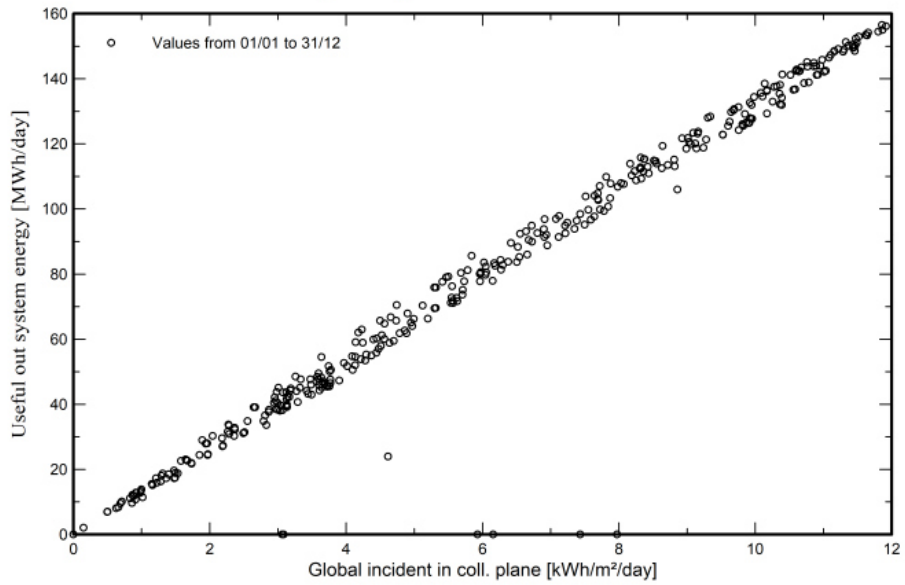
**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: Area con inseguitori solari

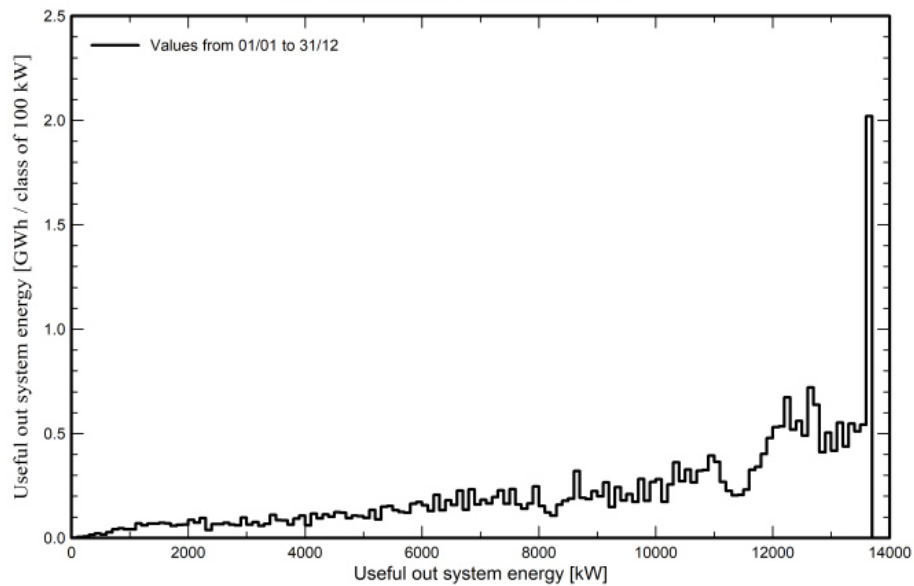
SR international (Italy)

**Predef. graphs**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**







**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: fissi ovest

**PVsyst V7.4.4**

VC4, Simulation date:  
29/11/23 07:12  
with v7.4.4

SR international (Italy)

**Project summary**

**Geographical Site**

Osteria di Biagio  
Italy

**Situation**

Latitude 42.65 °N  
Longitude 12.04 °E  
Altitude 558 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**

Osteria di Biagio  
PVGIS api TMY

**System summary**

**Grid-Connected System**

**PV Field Orientation**

Fixed plane  
Tilt/Azimuth 25.6 / 5.6 °

**Ground system (tables) on a hill**

**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information**

**PV Array**

Nb. of modules 18512 units  
Pnom total 10.92 MWp

**Inverters**

Nb. of units 31 units  
Pnom total 9300 kWac  
Pnom ratio 1.174

**Results summary**

Produced Energy 17685052 kWh/year Specific production 1619 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.09 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10



Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi ovest

PVsyst V7.4.4

VC4, Simulation date:  
29/11/23 07:12  
with v7.4.4

SR international (Italy)

**General parameters**

**Grid-Connected System**

**Ground system (tables) on a hill**

**PV Field Orientation**

**Orientation**

Fixed plane  
Tilt/Azimuth 25.6 / 5.6 °

**Sheds configuration**

Nb. of sheds 319 units  
**Sizes**  
Sheds spacing 9.00 m  
Collector width 4.58 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 50.8 %  
**Shading limit angle**  
Limit profile angle 22.1 °

**Models used**

Transposition Perez  
Diffuse Imported  
Circumsolar separate

**Horizon**

Free Horizon

**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Bifacial system**

Model 2D Calculation  
unlimited sheds

**Bifacial model geometry**

Sheds spacing 9.00 m  
Sheds width 4.58 m  
Limit profile angle 22.1 °  
GCR 50.8 %  
Height above ground 1.50 m

**Bifacial model definitions**

Ground albedo 0.30  
Bifaciality factor 80 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Shed transparent fraction 0.0 %

**PV Array Characteristics**

**PV module**

Manufacturer Jinkosolar  
Model JKM-590N-72HL4-BDV\_01  
(Custom parameters definition)  
Unit Nom. Power 590 Wp  
Number of PV modules 18512 units  
Nominal (STC) 10.92 MWp  
Modules 712 string x 26 In series  
**At operating cond. (50°C)**  
Pmpp 10.10 MWp  
U mpp 1029 V  
I mpp 9816 A

**Inverter**

Manufacturer Huawei Technologies  
Model SUN2000-330KTL-H3  
(Custom parameters definition)  
Unit Nom. Power 300 kWac  
Number of inverters 31 units  
Total power 9300 kWac  
Operating voltage 500-1500 V  
Max. power (=>25°C) 300 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.17  
Power sharing within this inverter

**Total PV power**

Nominal (STC) 10922 kWp  
Total 18512 modules  
Module area 47821 m<sup>2</sup>

**Total inverter power**

Total power 9300 kWac  
Number of inverters 31 units  
Pnom ratio 1.17

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 1.5 %

**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. 1.0 mΩ  
Loss Fraction 0.9 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction 0.0 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.2 %



Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi ovest

**PVsyst V7.4.4**

VC4, Simulation date:  
29/11/23 07:12  
with v7.4.4

SR international (Italy)

**Array losses**

**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

**System losses**

**Auxiliaries loss**

constant (fans) 8.00 kW  
10.0 kW from Power thresh.  
Proportional to Power 5.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses**

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

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.40 % at STC

**Inverter: SUN2000-330KTL-H3**

Wire section (31 Inv.) Copper 31 x 3 x 120 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 164 m

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

**Transformer from Datasheets**

Nominal power 2000 kVA  
Iron Loss 3.00 kVA  
Iron loss fraction 0.15 % of PNom  
Copper loss 17.60 kVA  
Copper loss fraction 0.88 % at PNom  
Coils equivalent resistance 3 x 2.82 mΩ

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

Nb. identical MV transfos 6  
Nominal power at STC 10.81 MVA  
Iron loss 18.00 kVA  
Iron loss fraction 0.17 % at STC  
Copper loss 85.74 kVA  
Copper loss fraction 0.79 % at STC



**PVsyst V7.4.4**  
 VC4, Simulation date:  
 29/11/23 07:12  
 with v7.4.4

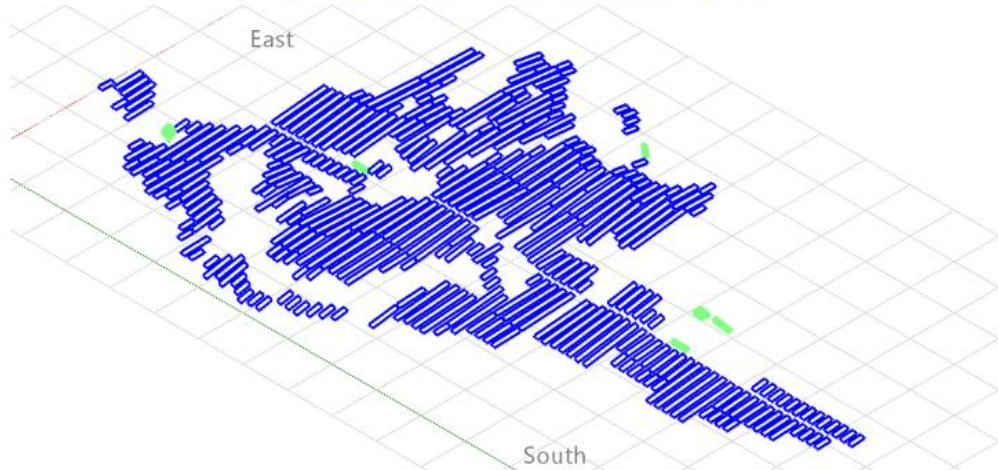
Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi ovest

SR international (Italy)

**Near shadings parameter**

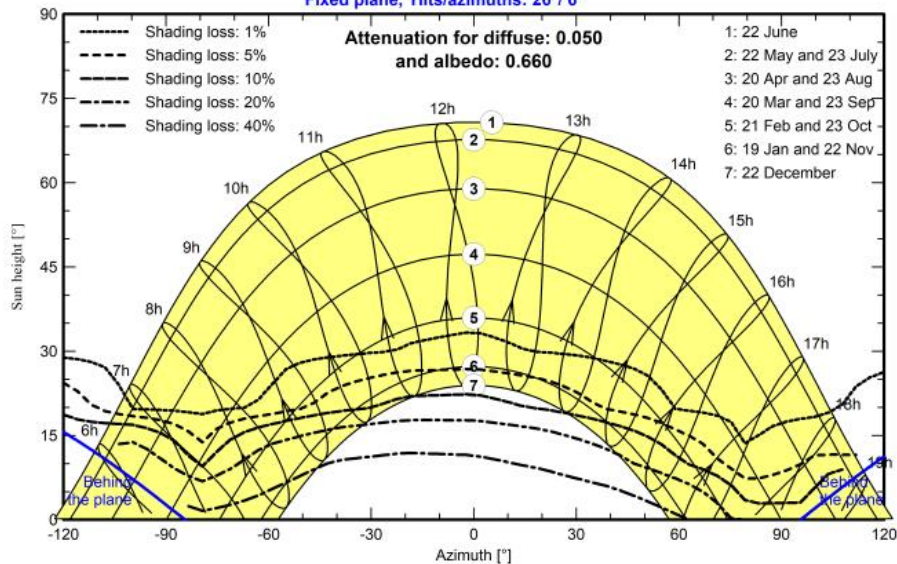
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**Orientation #1**

Fixed plane, Tilts/azimuths: 26°/ 6°





**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: fissi ovest

**PVsyst V7.4.4**

VC4, Simulation date:  
29/11/23 07:12  
with v7.4.4

SR international (Italy)

**Main results**

**System Production**

Produced Energy

17685052 kWh/year

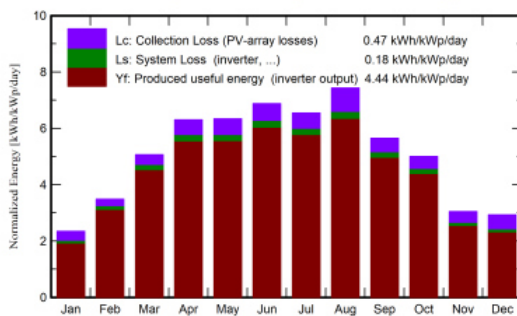
Specific production

1619 kWh/kWp/year

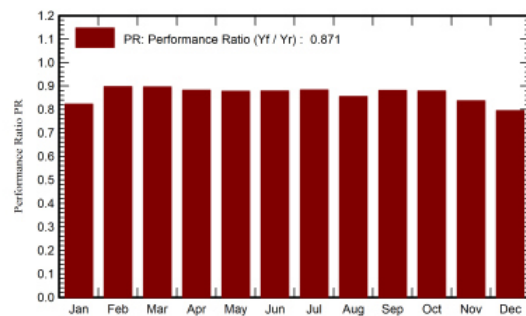
Perf. Ratio PR

87.09 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
<b>January</b>	46.8	22.98	6.26	72.8	63.5	689289	654973	0.823
<b>February</b>	69.5	35.02	2.32	97.5	89.8	998040	955943	0.897
<b>March</b>	126.6	52.29	8.55	156.9	148.6	1599012	1535672	0.896
<b>April</b>	168.2	64.63	13.25	189.1	179.9	1894252	1821438	0.882
<b>May</b>	192.4	72.89	16.91	196.4	186.2	1959076	1883681	0.878
<b>June</b>	209.5	73.09	19.69	206.3	195.9	2059237	1980951	0.879
<b>July</b>	202.9	79.47	21.25	202.9	192.5	2033512	1956180	0.883
<b>August</b>	211.5	56.05	26.19	230.4	220.3	2237290	2152753	0.855
<b>September</b>	142.5	57.38	18.43	169.3	160.8	1694878	1629501	0.881
<b>October</b>	112.3	40.00	14.46	155.1	145.7	1550477	1489699	0.879
<b>November</b>	59.7	28.36	10.45	91.5	81.4	875276	836395	0.837
<b>December</b>	53.0	23.27	6.68	90.8	76.7	825384	787866	0.795
<b>Year</b>	1595.1	605.43	13.78	1859.1	1741.3	18415722	17685052	0.871

**Legends**

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



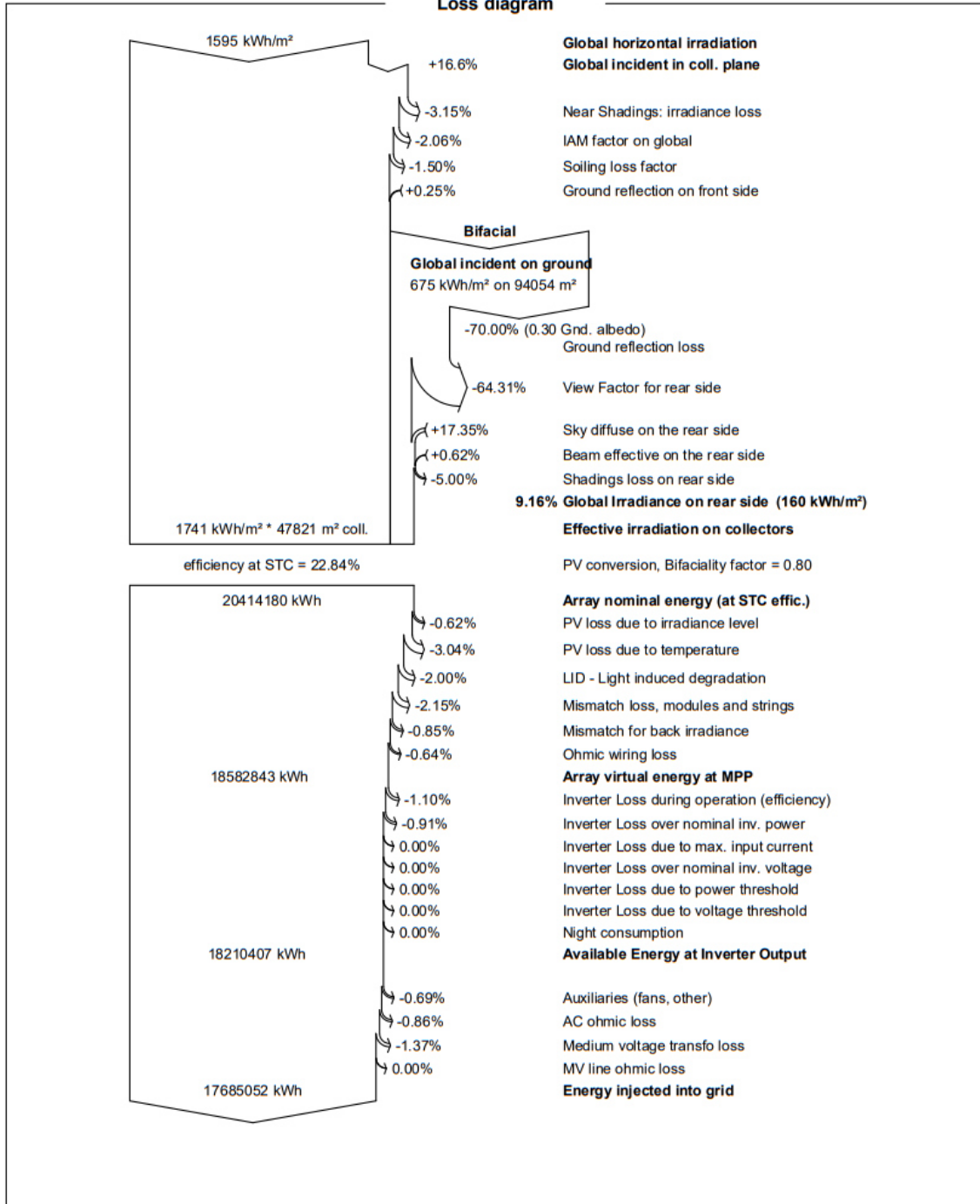
**PVsyst V7.4.4**  
 VC4, Simulation date:  
 29/11/23 07:12  
 with v7.4.4

Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi ovest

SR international (Italy)

**Loss diagram**





Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

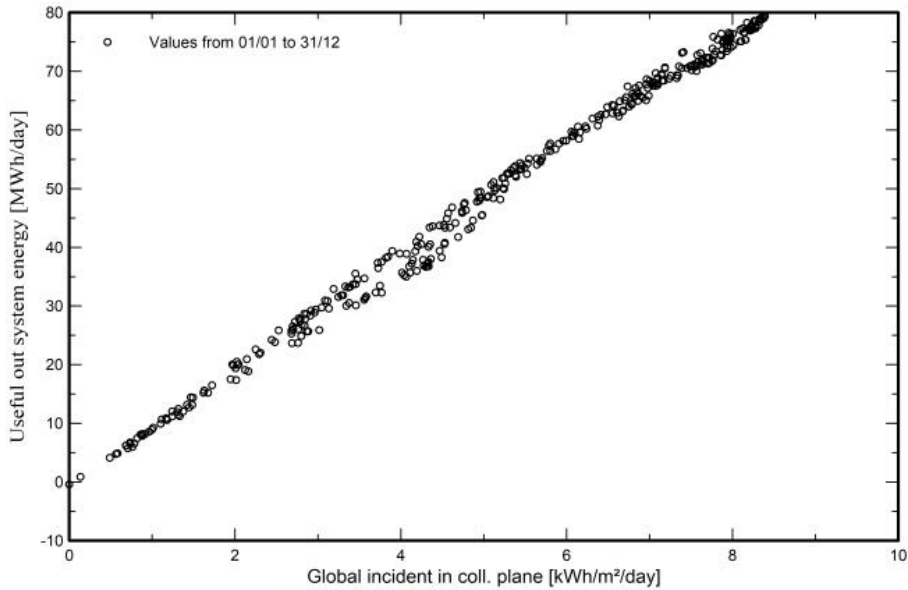
Variant: fissi ovest

**PVsyst V7.4.4**  
 VC4, Simulation date:  
 29/11/23 07:12  
 with v7.4.4

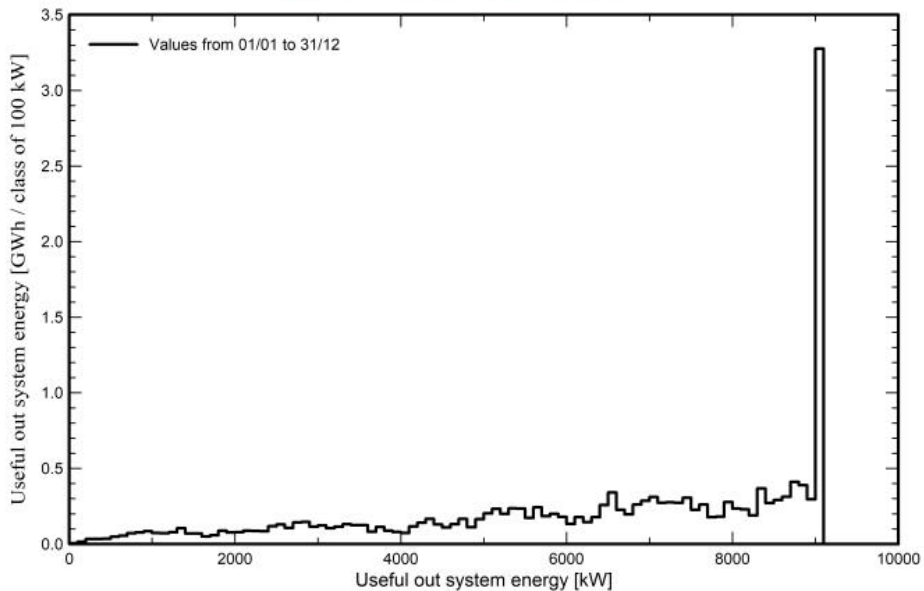
SR international (Italy)

**Predef. graphs**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**





**PVsyst V7.4.4**

VC2, Simulation date:  
29/11/23 07:08  
with v7.4.4

Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi est

SR international (Italy)

**Project summary**

**Geographical Site**

Osteria di Biagio  
Italy

**Situation**

Latitude 42.65 °N  
Longitude 12.04 °E  
Altitude 558 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**

Osteria di Biagio  
PVGIS api TMY

**System summary**

**Grid-Connected System**

**PV Field Orientation**

Fixed plane  
Tilt/Azimuth 25.4 / -2.2 °

**Ground system (tables) on a hill**

**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information**

**PV Array**

Nb. of modules 28080 units  
Pnom total 16.57 MWp

**Inverters**

Nb. of units 47 units  
Pnom total 14.10 MWac  
Pnom ratio 1.175

**Results summary**

Produced Energy 26345312 kWh/year Specific production 1590 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.40 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10





Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi est

**PVsyst V7.4.4**

VC2, Simulation date:  
29/11/23 07:08  
with v7.4.4

SR international (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Ground system (tables) on a hill</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds 410 units	
Fixed plane		Identical arrays	
Tilt/Azimuth	25.4 / -2.2 °	<b>Sizes</b>	
		Sheds spacing	8.00 m
		Collector width	4.58 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	57.2 %
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	26.9 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)	
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>	
Model 2D Calculation		Unlimited load (grid)	
unlimited sheds			
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing	8.00 m	Ground albedo	0.30
Sheds width	4.58 m	Bifaciality factor	80 %
Limit profile angle	26.9 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	57.2 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction	0.0 %

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM-590N-72HL4-BDV_01	Model	SUN2000-330KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	28080 units	Number of inverters	47 units
Nominal (STC)	16.57 MWp	Total power	14100 kWac
Modules	1080 string x 26 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>25°C)	300 kWac
Pmpp	15.32 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
U mpp	1029 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	14890 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	16567 kWp	Total power	14100 kWac
Total	28080 modules	Number of inverters	47 units
Module area	72538 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.17

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.64 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	0.9 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	0.0 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>					
Loss Fraction	0.2 %				



**PVsyst V7.4.4**

VC2, Simulation date:  
29/11/23 07:08  
with v7.4.4

Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi est

SR international (Italy)

**Array losses**

**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

**System losses**

**Auxiliaries loss**

constant (fans) 11.00 kW  
17.0 kW from Power thresh.  
Proportional to Power 5.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses**

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

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 3.70 % at STC

**Inverter: SUN2000-330KTL-H3**

Wire section (47 Inv.) Copper 47 x 3 x 120 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 433 m

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

**Transformer from Datasheets**

Nominal power 2000 kVA  
Iron Loss 3.00 kVA  
Iron loss fraction 0.15 % of PNom  
Copper loss 17.60 kVA  
Copper loss fraction 0.88 % at PNom  
Coils equivalent resistance 3 x 2.82 mΩ

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

Nb. identical MV transfos 9  
Nominal power at STC 16.40 MVA  
Iron loss 27.00 kVA  
Iron loss fraction 0.16 % at STC  
Copper loss 131.52 kVA  
Copper loss fraction 0.80 % at STC



**PVsyst V7.4.4**  
 VC2, Simulation date:  
 29/11/23 07:08  
 with v7.4.4

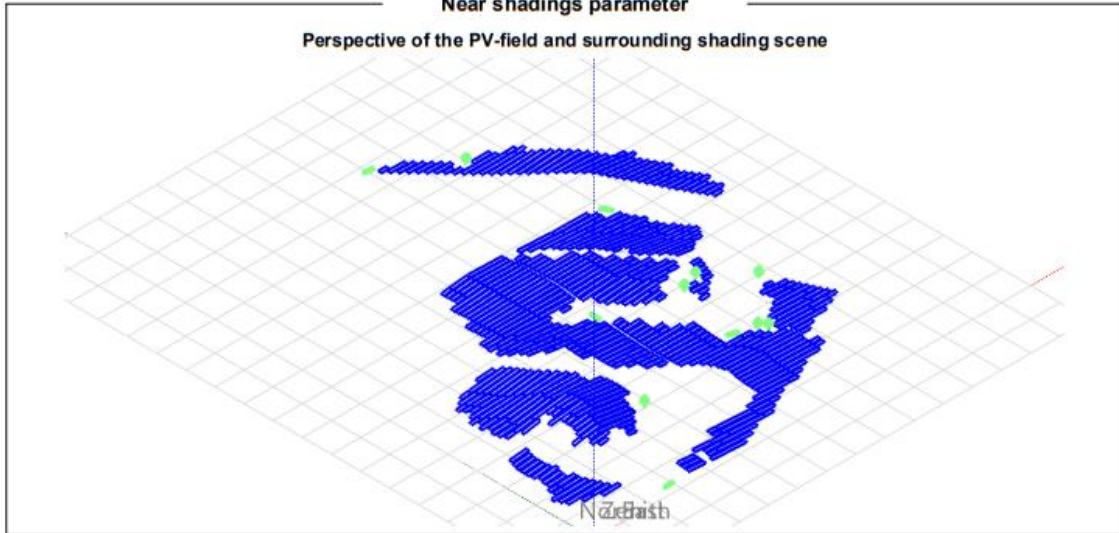
Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi est

SR international (Italy)

**Near shadings parameter**

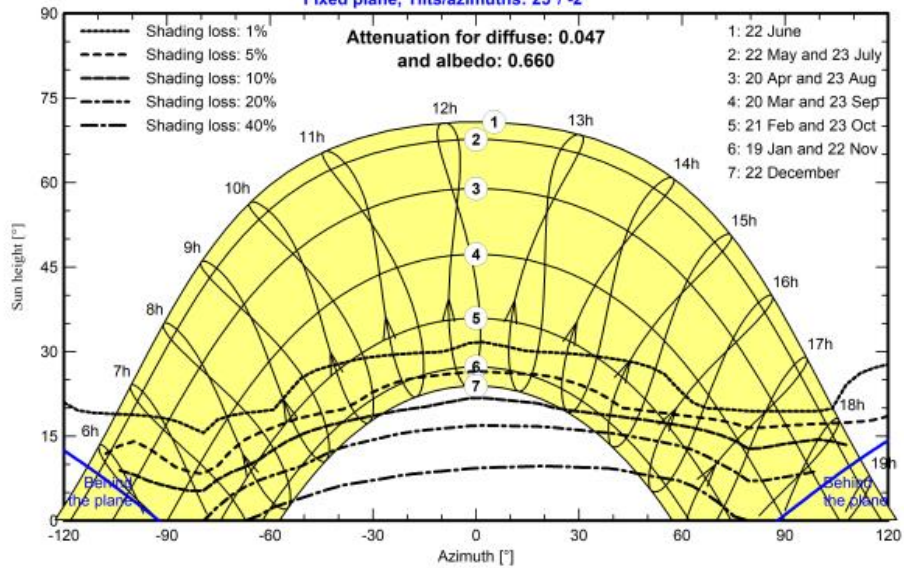
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



**Iso-shadings diagram**

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 25°/-2°





**PVsyst V7.4.4**  
 VC2, Simulation date:  
 29/11/23 07:08  
 with v7.4.4

**Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE**

Variant: fissi est

SR international (Italy)

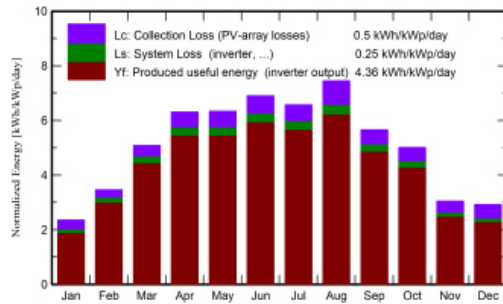
**Main results**

**System Production**

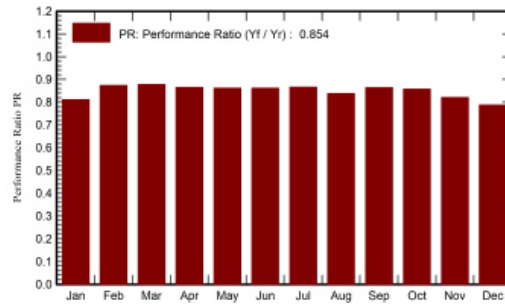
Produced Energy 26345312 kWh/year

Specific production 1590 kWh/kWp/year  
 Perf. Ratio PR 85.40 %

**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	PR ratio
<b>January</b>	46.8	22.98	6.26	73.0	63.9	1042972	981123	0.812
<b>February</b>	69.5	35.02	2.32	96.9	89.0	1481832	1402290	0.873
<b>March</b>	126.6	52.29	8.55	157.6	149.3	2421840	2291997	0.878
<b>April</b>	168.2	64.63	13.25	189.4	180.3	2868217	2715673	0.865
<b>May</b>	192.4	72.89	16.91	196.6	186.5	2963783	2807467	0.862
<b>June</b>	209.5	73.09	19.69	207.2	196.7	3123024	2958963	0.862
<b>July</b>	202.9	79.47	21.25	203.7	193.1	3081360	2920907	0.866
<b>August</b>	211.5	56.05	26.19	230.9	220.5	3386594	3206706	0.838
<b>September</b>	142.5	57.38	18.43	169.6	160.9	2562420	2428422	0.864
<b>October</b>	112.3	40.00	14.46	155.2	145.8	2328658	2206084	0.858
<b>November</b>	59.7	28.36	10.45	91.4	81.6	1315609	1243589	0.821
<b>December</b>	53.0	23.27	6.68	90.6	76.9	1251001	1182090	0.787
<b>Year</b>	1595.1	605.43	13.78	1862.1	1744.5	27827309	26345312	0.854

**Legends**

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



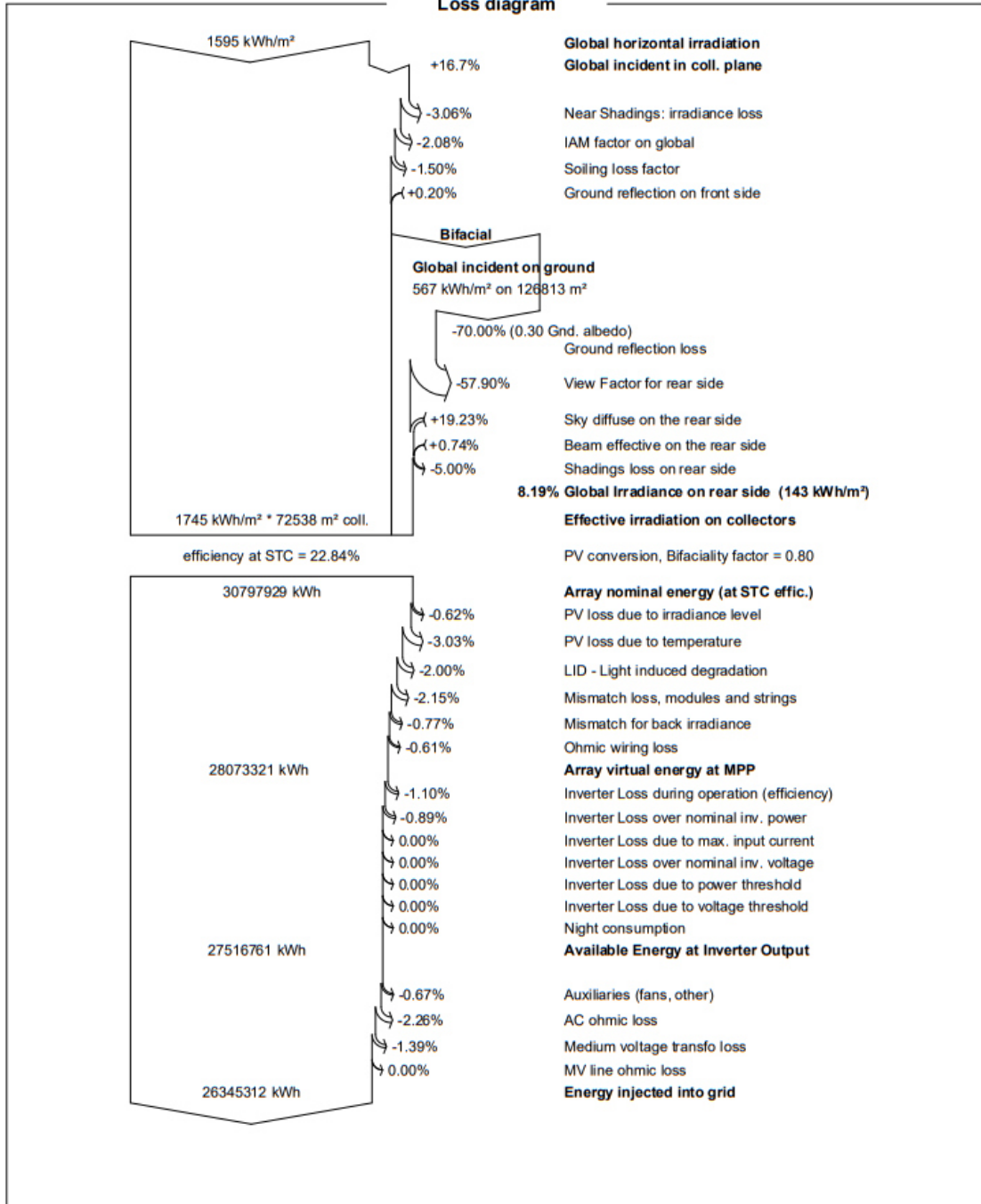
**PVsyst V7.4.4**  
 VC2, Simulation date:  
 29/11/23 07:08  
 with v7.4.4

Project: Bagnoregio-Orvieto-RWE

Variant: fissi est

SR international (Italy)

**Loss diagram**





**PVsyst V7.4.4**  
 VC2, Simulation date:  
 29/11/23 07:08  
 with v7.4.4

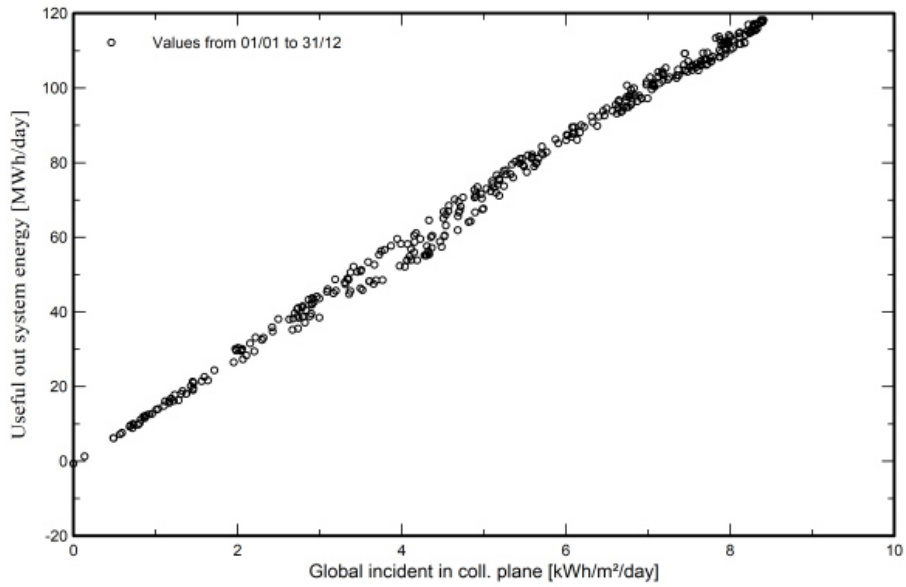
Project: Bagnoregio-Orvieta-RWE

Variant: fissi est

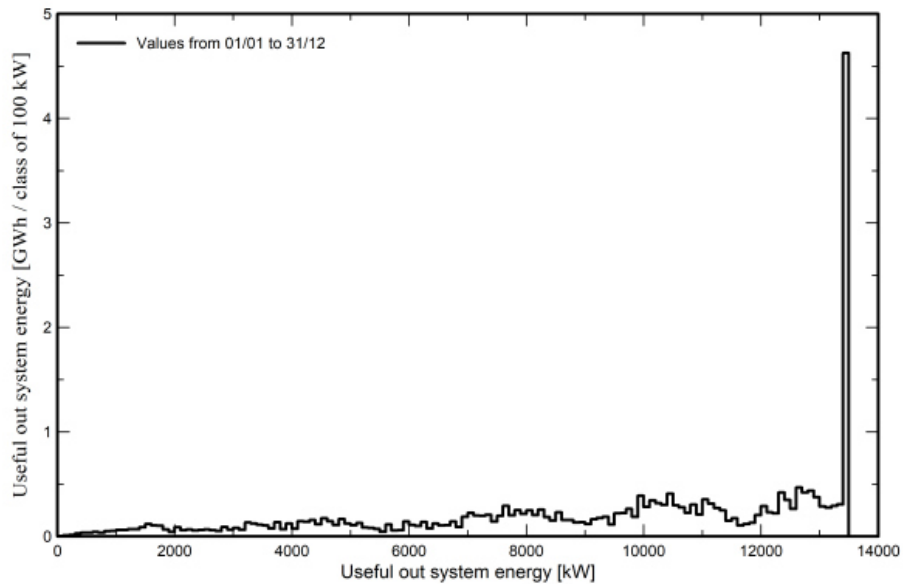
SR international (Italy)

Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



La produzione di energia elettrica annua complessiva dell'impianto agrivoltaico, risultato della simulazione, risulta essere pari a circa 73,00 [GWh/a] mentre le ore di funzionamento equivalenti sono mediamente circa 1.688 [kWh/kWp/anno].

Per valutare il più possibile in modo realistico la produzione attesa, nel rispetto del funzionamento effettivo dell'impianto, è necessario considerare:

- un fermo per manutenzione, stimato in tre giorni all'anno: pertanto l'energia fornita dal sistema risulterà essere pari a circa 72,39 MWh/a, come riportato di seguito:

$$E_{sist} = E_{prod} - (3 \times E_{prod}/365) = 72,39 \text{ [GWh/a]}$$

Le ore di funzionamento equivalenti annue dell'impianto agrivoltaico in progetto sono dunque pari a circa 1.646 come di seguito indicato:

$$h_{equiv} = E_{sist}/P_{imp} = 72,39 \text{ [MWh/a]} / 43,243 \text{ [MW]} = 1.674 \text{ [kWh/kWp/anno]}.$$

### 3. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Considerando l'intero ciclo di vita (LCA) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni è di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali.

Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale (realizzazione dei materiali, lavorazione, assemblaggio) ed in quella di montaggio (montaggio dei pannelli, opere civili ed elettriche).

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo.

Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

Si considera pertanto che ciascun kWh agrivoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. È infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei fumi. Tra queste sostanze la più rilevante è la CO<sub>2</sub>, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO<sub>2</sub> (anidride solforosa) e gli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

Nel caso specifico dell'impianto agrivoltaico in progetto, avente una potenza massima di 43,24 MWp e funzionante per circa 1.6749 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali.

In Tabella un riepilogo sui dati dell'impianto per la determinazione dell'inquinamento evitato (la produzione cumulata al 25° anno è calcolata considerando le perdite di efficienza annuali dell'impianto dovute ai fattori di invecchiamento e sporcamento):

<b>Dati di impianto</b>	
Potenza nominale dell'impianto (kW)	43.243,46
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.674
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	72.392.042,9
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	1.809.801.073,6

*Tabella 1 – Riepilogo dei dati di impianto*

### **3.1 Risparmio di combustibile**

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, stabilito pari a 0,187 TEP/MWh<sub>e</sub> (ai sensi della delibera EEN 3/08).

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

<b>Risparmio di combustibile</b>	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	13.537,31
TEP risparmiate in 25 anni	338.432,80

*Tabella 2 – Risparmio di combustibile in TEP*

### **3.2 Emissioni evitate in atmosfera**

L'impianto agrivoltaico, sostituendo col proprio contributo la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile, consente la riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

I dati riguardanti i Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico sono tratti dal relativo Rapporto R303/2019 dell'ISPRA per l'SNPA sulle Emissioni del Settore Elettrico.



<b>Emissioni evitate in atmosfera</b>	CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>x</sub>	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	35.544.493,08	7.072,70	4.604,13	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	888.612.327,12	176.817,56	115.103,35	
<b>Emissioni evitate in atmosfera</b>	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	16.461,95	36,20	390,92	6.066,45
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	411.548,76	904,90	9.772,93	151.661,33

*Tabella 3 – Emissioni evitate in atmosfera*