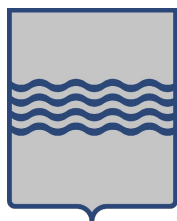


Regione Basilicata



Comune di Rapolla



Comune di Venosa






PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN CLUSTER DI N. 2 IMPIANTI AGRIVOLTAICI DENOMINATI "RAPOLLA" E "VENOSA" DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI PICCO PARI A 29.353,68 kWp DA REALIZZARSI IN AGRO DI RAPOLLA E VENOSA (PZ) E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE UBICATE ANCHE NEL COMUNE DI MELFI (PZ)

TITOLO

Stima di Produzione dell'impianto FV Impianto di Venosa

| PROGETTAZIONE | CONSULENZA | PROPONENTE |
|--|------------|--|
|  SR International S.r.l. Via di Monserrato 152 - 00186 Roma Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106 C.F e P.IVA 13457211004  Ing. Andrea Bartolazzi | |  ATON 36 S.r.l. Via Ezio Maccani, 54 - 38121 Trento aton36.srl@pec.it C.F e P.IVA 02729140224 |

| Revisione | Data | Elaborato | Verificato | Approvato | Descrizione |
|-----------|------------|---------------|-----------------|----------------|-------------|
| 00 | 26/02/2024 | Ing. Lauretti | Ing. Bartolazzi | ATON 36 S.r.l. | RP |

| | | |
|------------------|-------|---------|
| Codice Elaborato | Scala | Formato |
| PSR-GRM-SP-V | - | A4 |

INDICE

| | |
|---|---|
| INDICE DELLE FIGURE..... | 2 |
| 1. LOCALIZZAZIONE DEL SITO | 3 |
| 2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE | 3 |
| 2.1 Criterio progettuale | 3 |
| 2.2 Irraggiamento solare | 4 |
| 2.3 Perdite nell'impianto FV | 4 |
| 2.4 Software di simulazione PVSYST | 5 |
| 2.5 Energia prodotta dall'impianto | 6 |

1. LOCALIZZAZIONE DEL SITO

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto agrivoltaico denominato "Venosa", è localizzato nella regione Basilicata, in provincia di Potenza, all'interno del territorio comunale di Venosa. 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 a circa km in linea d'aria a Nord-Ovest rispetto al Comune di Venosa.

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 e pastorale sul sito di installazione. Nella generalità dei casi, il generatore agrivoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud per moduli posizionati su strutture fisse al suolo, oppure con l'asse di rotazione in direzione Nord-Sud nel caso di tracker, ed evitando fenomeni di ombreggiamento. 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 24.648 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali di potenza nominale pari a 590 Wp, 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 14.542,32 kWp.

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

| Impianto FV | N. Inverter | N. Stringhe per Inverter | N. stringhe | N. moduli | Moduli per stringa | Potenza Sottocampo [kWp] | Potenza Totale [MWp] | Cabine quadri in AT | Cabina di raccolta | Potenza trafo BT/AT 0,8/36 Kv |
|---------------------|-------------|--------------------------|------------------------------|-------------------------------|--------------------|------------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| Area 1-Sottocampo 1 | 6 | 23*2+22*4 | 134 | 3216 | 24 | 1897,4 | 1897,440 | CT1 | CDR | 2500 |
| Area 2-Sottocampo 2 | 9 | 22*3+23*6 | 204 | 4896 | 24 | 2888,64 | 8694,2 | CT2 | CDR | 3150 |
| Area 2-Sottocampo 3 | 9 | 22*2+23*7 | 205 | 4920 | 24 | 2902,8 | | CT3 | | 3150 |
| Area 2-Sottocampo 4 | 9 | 22*2+23*7 | 205 | 4920 | 24 | 2902,8 | | CT4 | | 3150 |
| Area 3-Sottocampo 5 | 9 | 24*1+23*8 | 208 | 4992 | 24 | 2945,3 | 2945,280 | CT5 | CDR | 3150 |
| Area 4-Sottocampo 6 | 3 | 24*2+23*1 | 71 | 1704 | 24 | 1005,4 | 1005,360 | CDR | CDR | 1250 |
| TOTALE | 45 | | TOTALE 1027 | TOTALE 24648 | | MW 14542,32 | TOTALE 14542,32 | TOTALE 5 | TOTALE 1 | |

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 nel Comune di Venosa (PZ) nei diversi mesi dell'anno.

| Balances and main results | | | | | | | | |
|---------------------------|--------------------|--------------------|-------|--------------------|--------------------|----------|----------|-------|
| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | E_Grid | PR |
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | kWh | kWh | ratio |
| January | 55.4 | 27.52 | 4.39 | 70.9 | 67.3 | 1031255 | 994080 | 0.947 |
| February | 59.0 | 35.20 | 4.39 | 72.1 | 69.2 | 1067487 | 1028353 | 0.963 |
| March | 105.1 | 52.31 | 6.57 | 132.7 | 128.6 | 1942937 | 1869295 | 0.951 |
| April | 149.4 | 58.49 | 11.02 | 192.4 | 187.7 | 2755068 | 2644236 | 0.928 |
| May | 215.2 | 71.66 | 17.31 | 276.2 | 270.4 | 3855902 | 3579478 | 0.875 |
| June | 202.0 | 75.20 | 21.13 | 258.1 | 252.3 | 3577488 | 3433525 | 0.898 |
| July | 225.4 | 66.42 | 24.02 | 294.6 | 288.5 | 4031909 | 3867174 | 0.886 |
| August | 169.7 | 70.64 | 21.50 | 214.4 | 209.3 | 2993350 | 2876834 | 0.906 |
| September | 136.3 | 54.05 | 18.95 | 176.9 | 172.2 | 2484723 | 2389095 | 0.912 |
| October | 79.4 | 42.23 | 14.39 | 100.6 | 97.0 | 1440067 | 1387363 | 0.931 |
| November | 60.1 | 29.31 | 8.33 | 77.7 | 74.0 | 1117165 | 1076680 | 0.936 |
| December | 54.2 | 27.15 | 5.04 | 69.5 | 65.6 | 1008706 | 915830 | 0.890 |
| Year | 1511.3 | 610.19 | 13.14 | 1936.2 | 1882.1 | 27306059 | 26061943 | 0.909 |

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

Figura 1 - Radiazione incidente e dati meteo nell'area d'impianto

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 1, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa $1.511,3 \text{ kWh/m}^2 \text{ anno}$.

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 (η) 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 posseda i seguenti requisiti di efficienza energetica:

- Una potenza lato CC superiore all'85% (η_{cc}) della potenza nominale del generatore agrivoltaico, riferita alle specifiche condizioni di irraggiamento.
- Una potenza attiva lato AC superiore al 90% (η_{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/m² 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. TM ») 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 su strutture fisse al suolo, mediante il software PVSYST.



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Venosa-Grimolizzi

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 14.54 MWp

Rapolla - Italia

Author
SR international (Italy)



PVsyst V7.4.4
VC0, Simulation date:
23/01/24 14:07
with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi
Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

Project summary

| | | |
|---|--|--|
| Geographical Site Rapolla Italia | Situation Latitude 41.00 °N Longitude 15.74 °E Altitude 333 m Time zone UTC+1 | Project settings Albedo 0.20 |
| Meteo data Rapolla PVGIS api TMY | | |

System summary

| | | |
|---|--|---|
| Grid-Connected System | Tracking system with backtracking | |
| PV Field Orientation Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 ° | Tracking algorithm Irradiance optimization Backtracking activated | Near Shadings Linear shadings : Fast (table) Diffuse shading Automatic |
| System information | | |
| PV Array Nb. of modules 24648 units Pnom total 14.54 MWp | Inverters Nb. of units 45 units Pnom total 13.50 MWac Pnom ratio 1.077 | |
| User's needs Unlimited load (grid) | | |

Results summary

| | | | | | |
|-----------------|-------------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 25528385 kWh/year | Specific production | 1755 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 90.67 % |
|-----------------|-------------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|

Table of contents

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



PVsyst V7.4.4
VC0, Simulation date:
23/01/24 14:07
with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi
Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

General parameters

| | | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------|
| Grid-Connected System | | Tracking system with backtracking | |
| PV Field Orientation | | Tracking algorithm | Backtracking array |
| Orientation | | Irradiance optimization | Nb. of trackers 1102 units |
| Tracking plane, horizontal N-S axis | | Backtracking activated | Sizes |
| Axis azimuth | 0 ° | | Tracker Spacing 5.00 m |
| | | | Collector width 2.28 m |
| | | | Ground Cov. Ratio (GCR) 45.6 % |
| | | | Phi min / max. -/+ 60.0 ° |
| | | | Backtracking strategy |
| | | | Phi limits for BT -/+ 62.7 ° |
| | | | Backtracking pitch 5.00 m |
| | | | Backtracking width 2.28 m |
| | | | Mode Automatic |
| Models used | | Near Shadings | User's needs |
| Transposition | Perez | Linear shadings : Fast (table) | Unlimited load (grid) |
| Diffuse | Imported | Diffuse shading Automatic | |
| Circumsolar | separate | | |
| Horizon | | | |
| Free Horizon | | | |
| Bifacial system | | | |
| Model | 2D Calculation unlimited trackers | | |
| Bifacial model geometry | | Bifacial model definitions | |
| Tracker Spacing | 5.00 m | Ground albedo | 0.30 |
| Tracker width | 2.28 m | Bifaciality factor | 80 % |
| GCR | 45.6 % | 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 | Longi Solar | Manufacturer | Huawei Technologies |
| Model | LR5-72HGD-590M Bifacial | Model | SUN2000-330KTL-H3 |
| | (Original PVsyst database) | | (Custom parameters definition) |
| Unit Nom. Power | 590 Wp | Unit Nom. Power | 300 kWac |
| Number of PV modules | 24648 units | Number of inverters | 45 units |
| Nominal (STC) | 14.54 MWp | Total power | 13500 kWac |
| Array #1 - Campo FV | | Array #1 - Campo FV | |
| Number of PV modules | 3216 units | Number of inverters | 6 units |
| Nominal (STC) | 1897 kWp | Total power | 1800 kWac |
| Modules | 134 string x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | Operating voltage | 500-1500 V |
| Pmpp | 1766 kWp | Max. power (=>25°C) | 300 kWac |
| U mpp | 960 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.05 |
| I mpp | 1840 A | Power sharing within this inverter | |



PVsyst V7.4.4
 VC0, Simulation date:
 23/01/24 14:07
 with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi

Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

PV Array Characteristics

| Array #2 - Sottocampo #2 | | | |
|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|------------|
| Number of PV modules | 14736 units | Number of inverters | 27 units |
| Nominal (STC) | 8694 kWp | Total power | 8100 kWac |
| Modules | 614 string x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 8094 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 960 V | Max. power (=>25°C) | 300 kWac |
| I mpp | 8433 A | Pnom ratio (DC:AC) | 1.07 |
| | | Power sharing within this inverter | |
| Array #3 - Sottocampo #3 | | | |
| Number of PV modules | 4992 units | Number of inverters | 9 units |
| Nominal (STC) | 2945 kWp | Total power | 2700 kWac |
| Modules | 208 string x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 2742 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 960 V | Max. power (=>25°C) | 300 kWac |
| I mpp | 2857 A | Pnom ratio (DC:AC) | 1.09 |
| | | Power sharing within this inverter | |
| Array #4 - Sottocampo #4 | | | |
| Number of PV modules | 1704 units | Number of inverters | 3 units |
| Nominal (STC) | 1005 kWp | Total power | 900 kWac |
| Modules | 71 string x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 936 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 960 V | Max. power (=>25°C) | 300 kWac |
| I mpp | 975 A | Pnom ratio (DC:AC) | 1.12 |
| | | Power sharing within this inverter | |
| Total PV power | | Total inverter power | |
| Nominal (STC) | 14542 kWp | Total power | 13500 kWac |
| Total | 24648 modules | Number of inverters | 45 units |
| Module area | 63672 m ² | Pnom ratio | 1.08 |
| Cell area | 58784 m ² | | |

Array losses

| | | | | | | | | |
|--|--|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Array Soiling Losses | Thermal Loss factor | LID - Light Induced Degradation | | | | | | |
| Loss Fraction 1.0 % | Module temperature according to irradiance | Loss Fraction 1.0 % | | | | | | |
| | Uc (const) 29.0 W/m ² K | | | | | | | |
| | Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s | | | | | | | |
| Module Quality Loss | Module mismatch losses | Strings Mismatch loss | | | | | | |
| Loss Fraction 0.0 % | Loss Fraction 2.0 % at MPP | 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 |



PVsyst V7.4.4
VC0, Simulation date:
23/01/24 14:07
with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi

Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.74 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #1 - Campo FV

Global array res. 5.7 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 3.6 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 11 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 0.8 %
3.0 days,
3 periods

Auxiliaries loss

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 2.20 % at STC

Inverter: SUN2000-330KTL-H3

Wire section (45 Inv.) Copper 45 x 3 x 95 mm²
Average wires length 222 m

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 36 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 3150 kVA
Iron Loss 1.80 kVA
Iron loss fraction 0.06 % of PNom
Copper loss 35.00 kVA
Copper loss fraction 1.11 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 2.26 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 5
Nominal power at STC 14.40 MVA
Iron loss 9.00 kVA
Iron loss fraction 0.06 % at STC
Copper loss 146.22 kVA
Copper loss fraction 1.02 % at STC

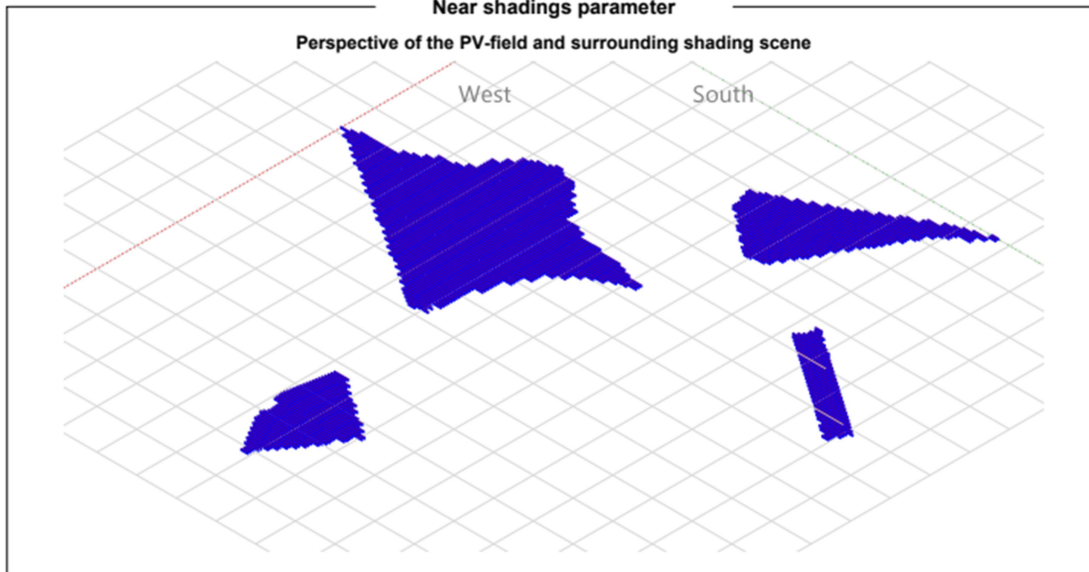


PVsyst V7.4.4
 VC0, Simulation date:
 23/01/24 14:07
 with v7.4.4

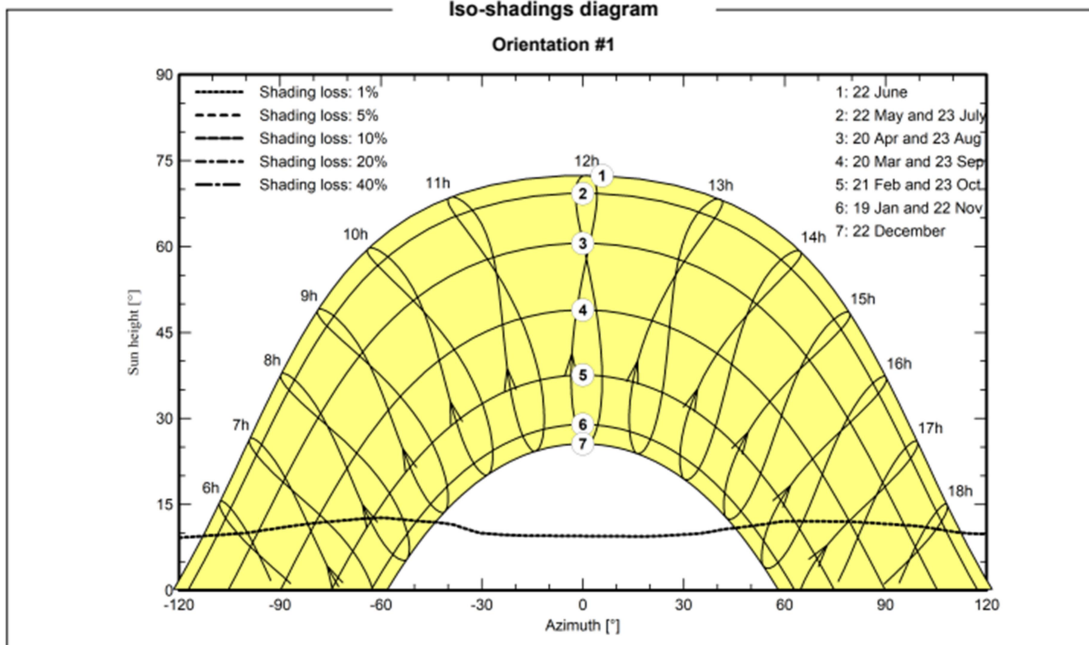
Project: Venosa-Grimolizzi
 Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.4.4
 VC0, Simulation date:
 23/01/24 14:07
 with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi
 Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

25528385 kWh/year

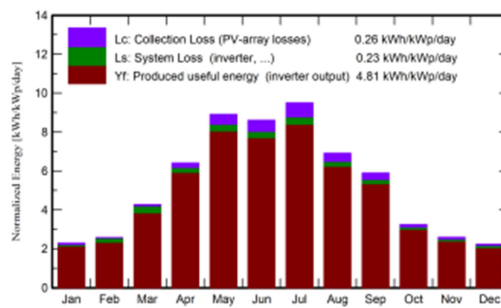
Specific production

1755 kWh/kWp/year

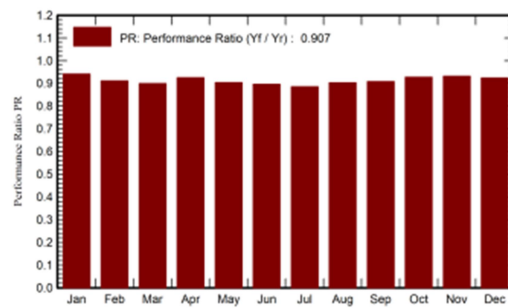
Perf. Ratio PR

90.67 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR ratio |
|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January | 55.4 | 27.52 | 4.39 | 70.9 | 66.9 | 1007431 | 970720 | 0.941 |
| February | 59.0 | 35.20 | 4.39 | 72.1 | 68.9 | 1043825 | 955926 | 0.912 |
| March | 105.1 | 52.31 | 6.57 | 132.7 | 128.1 | 1900714 | 1735740 | 0.899 |
| April | 149.4 | 58.49 | 11.02 | 192.4 | 187.0 | 2699402 | 2587980 | 0.925 |
| May | 215.2 | 71.66 | 17.31 | 276.2 | 269.5 | 3788985 | 3629350 | 0.904 |
| June | 202.0 | 75.20 | 21.13 | 258.1 | 251.4 | 3510823 | 3365472 | 0.897 |
| July | 225.4 | 66.42 | 24.02 | 294.6 | 287.6 | 3958144 | 3791635 | 0.885 |
| August | 169.7 | 70.64 | 21.50 | 214.4 | 208.6 | 2932104 | 2815049 | 0.903 |
| September | 136.3 | 54.05 | 18.95 | 176.9 | 171.5 | 2431086 | 2335321 | 0.908 |
| October | 79.4 | 42.23 | 14.39 | 100.6 | 96.6 | 1408476 | 1356103 | 0.927 |
| November | 60.1 | 29.31 | 8.33 | 77.7 | 73.6 | 1091883 | 1051798 | 0.931 |
| December | 54.2 | 27.15 | 5.04 | 69.4 | 65.1 | 984590 | 933290 | 0.924 |
| Year | 1511.3 | 610.19 | 13.14 | 1936.0 | 1874.8 | 26757462 | 25528385 | 0.907 |

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



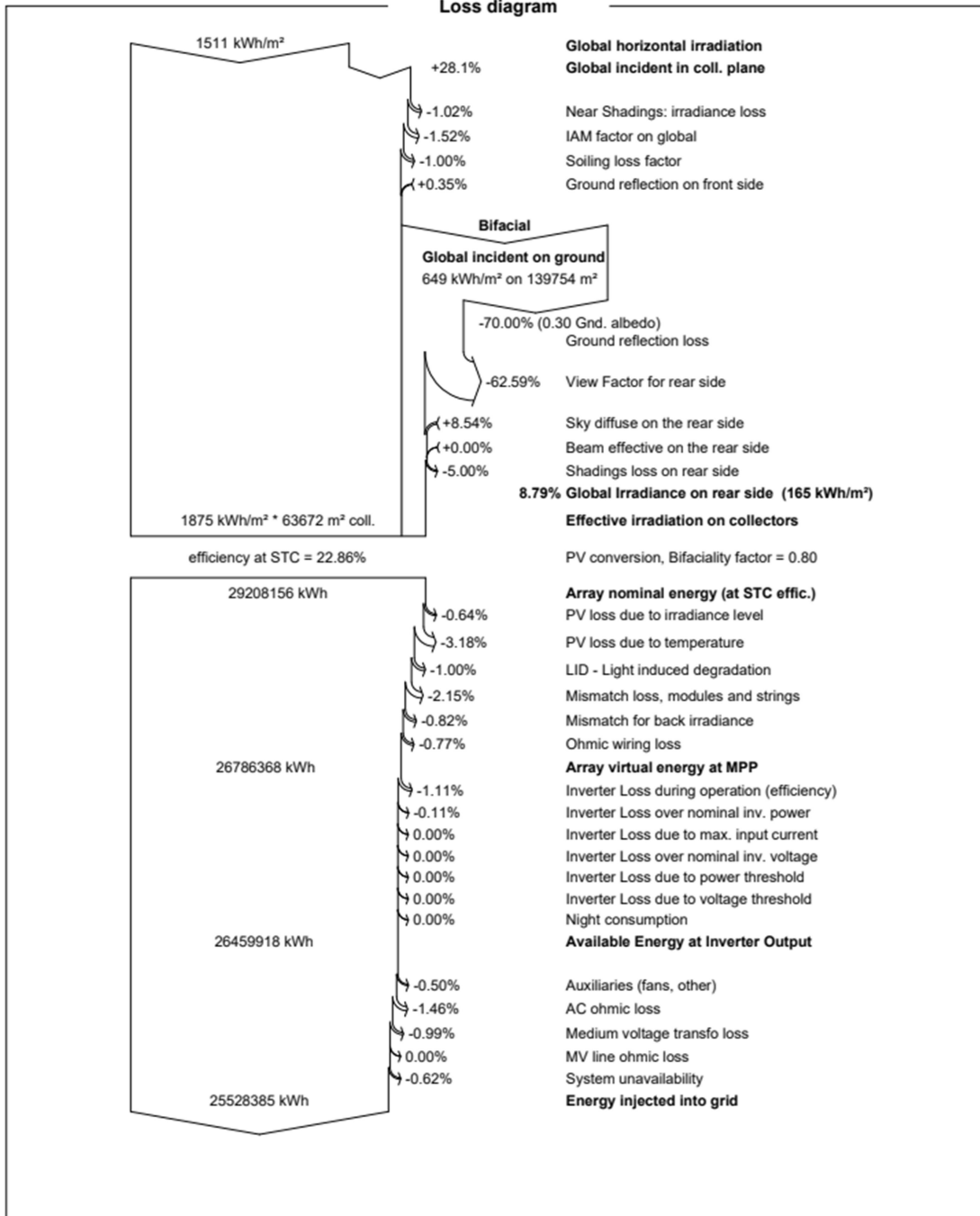
PVsyst V7.4.4
 VC0, Simulation date:
 23/01/24 14:07
 with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi

Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

Loss diagram



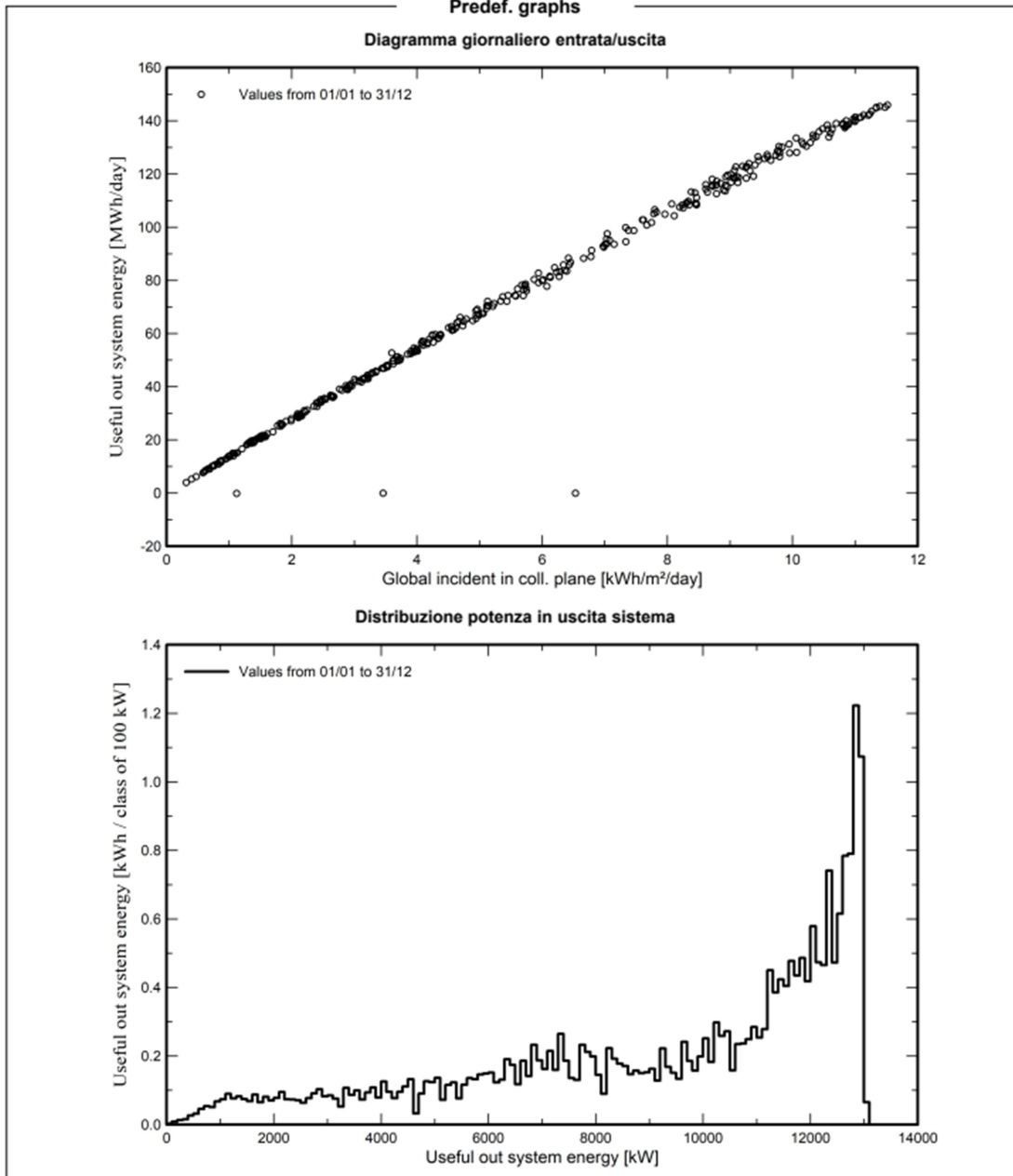


PVsyst V7.4.4
 VC0, Simulation date:
 23/01/24 14:07
 with v7.4.4

Project: Venosa-Grimolizzi
 Variant: Nuova variante di simulazione

SR international (Italy)

Predef. graphs



La produzione di energia elettrica annua dell'impianto agrivoltaico, risultato della simulazione, risulta essere pari a circa 25,53 [GWh/a] mentre le ore di funzionamento equivalenti sono circa 1.755 [kWh/kWp/anno].

Per valutare il più possibile in modo realistico la produzione attesa, nel rispetto del funzionamento effettivo dell'impianto, è stato considerato un fermo per manutenzione, stimato in tre giorni all'anno.