

REGIONE LAZIO

Provincia di Viterbo (VT)

COMUNE DI CELLERE



1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	16/12/22	BAIARDO G.	SIGNORELLO A.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	01/12/22	BAIARDO G.	SIGNORELLO A.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

IBERDROLA RENOVBLES ITALIA S.p.A.

Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma
Partita I.V.A. 06977481008 – PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it



Società di Progettazione:



Via Jonica, 16 – Loc. Belvedere – 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Ingegneria & Innovazione

Progetto:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Antonino Signorello
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Catania
n° 6105 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C22001S05-PD-RT-17-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.





IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2
**RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**



16/12/2022

REV: 1

Pag.2

INDICE

1. PREMESSA	3
2. SCOPO	3
3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	3
4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	7
4.1. Criteri di localizzazione	7
4.2. Caratteristiche del generatore.....	7
4.3. Caratteristiche dell'inverter.....	10
4.4. Caratteristiche tecniche della Cabina di Sottocampo	13
4.5. Caratteristiche della Cabina Centrale	17
4.6. Configurazione dell'impianto.....	17
4.6.1. Configurazione stringa/inverter	17
4.6.2. Configurazione tecnica generale dell'impianto.....	19
5. CAVI MT/AT E RETE DI TERRA	22
5.1. Rete MT	22
5.1.1. Sezione tipo - Cavi MT.....	22
5.2. Rete AT	23
5.2.1. Sezione tipo - Cavi AT	23
5.3. Rete di Terra.....	23
6. SISTEMA DI MONITORAGGIO	24
7. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO	26
8. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	26
8.1. Impianto di illuminazione	26
8.2. Impianto di videosorveglianza	26



IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2
**RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**



16/12/2022

REV: 1

Pag.3

1. PREMESSA

Su incarico di Iberdrola Renovables Italia S.p.A., la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato “Impianto Fotovoltaico Cellere 2”, da realizzarsi nei territori del Comune di Cellere (VT) – Regione Lazio.

Il progetto prevede l’installazione di un impianto fotovoltaico, con una potenza nominale pari a 26.457,6 kWp (@STC) utilizzando moduli bifacciali in silicio monocristallino, installato a terra tramite strutture fisse in acciaio zincato a caldo.

La STMG elaborata da Terna prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica (SE) a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV “Latera - S. Savino”, previa realizzazione di: – un ampliamento della stazione RTN a 150 kV di Arlena; – un nuovo elettrodotto RTN in cavo a 150 kV di collegamento dalla nuova SE RTN, con l’ampliamento della SE RTN di Arlena; – raccordi RTN a 150 kV, di cui al Piano di Sviluppo Terna, di collegamento della linea RTN a 150 kV “Arlena SE – Canino” con la stazione elettrica di trasformazione RTN 380/150 kV di Tuscania.

L’incarico della progettazione è stato affidato alla Società Antex Group S.r.l. per i suoi professionisti selezionati e qualificati che pongono a fondamento delle attività, quale elemento essenziale della propria esistenza come unità economica organizzata ed a garanzia di un futuro sviluppo, i principi della qualità, come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

2. SCOPO

Scopo della presente relazione è illustrare le caratteristiche generali ed elettriche dell’impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare da 26.457,6 kWp, denominato “**Impianto Fotovoltaico Cellere 2**”, che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei terreni del Comune di Cellere, appartenente alla provincia di Viterbo (VT), al fine di connetterlo alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN).

3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l’installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Riferimenti normativi Opere Elettriche:

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 0-14 “Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”;
- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-61 “Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”;
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;
- Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- Norma CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”

- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 Settembre 1959 “Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all’esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l’esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l’esecuzione e l’esercizio delle linee aeree esterne” (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne” (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)” (D.P.C.M del 8/07/2003).

Riferimenti normativi Opere Civili:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (G. U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (G. U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche";
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni”;

- Linee guida edite dall'A.R.T.A. nell'ambito del Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme: Legge 5 novembre 1971 n. 1086 (G.U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica". Legge 2 febbraio 1974 n. 64 (G.U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche". Indicazioni progettuali per le nuove costruzioni in zone sismiche a cura del Ministero per la Ricerca scientifica - Roma 1981;
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) "Aggiornamento delle Norme tecniche per le Costruzioni". Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme: Circolare 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. (G.U. Serie Generale n. 35 del 11/02/2019 - Suppl. Ord. n. 5). Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018. • Circolare Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 21 gennaio 2019, n. 7, Circolare Consiglio Superiore Lavori Pubblici del 02/02/2009 contenente istruzioni per l'applicazione delle "Nuove norme tecniche per le costruzioni" di cui al DM 14 gennaio 2008;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche "Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980 sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane.
- Eurocodice 2 "Design of concrete structures". • Eurocodice 3 "Design of steel structures" - EN 1993-1-1.
- Eurocodice 4 "Design of composite steel and concrete structures".
- Eurocodice 7 "Geotechnical design".
- Eurocodice 8 "Design of structures for earthquake resistance".

Riferimenti normativi per la Sicurezza:

- D.LGS n.81 del 9 aprile 2008 "Testo unico sulla sicurezza" e ss.mm.ii.

Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

	<p style="text-align: center;">IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2</p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	 <p style="text-align: center;">Ingegneria & Innovazione</p>		
		16/12/2022	REV: 1	Pag.7

4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

4.1. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare, i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali del Lazio.

4.2. Caratteristiche del generatore

Il modulo scelto è "Vertex TSM-DEG21C.20" della TrinaSolar, il quale presenta una potenza di picco pari a 650W_p. Il generatore fotovoltaico presenta una potenza di picco totale pari a 26.457,6 kW_p, intesa come somma delle potenze di picco di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m² con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3. Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto.

Mono Multi Solutions



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-06G21C.20

POWER RANGE: 640-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation:
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

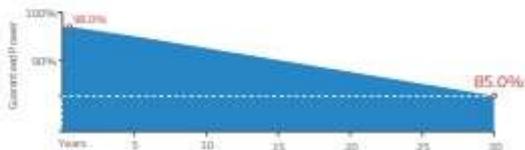
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

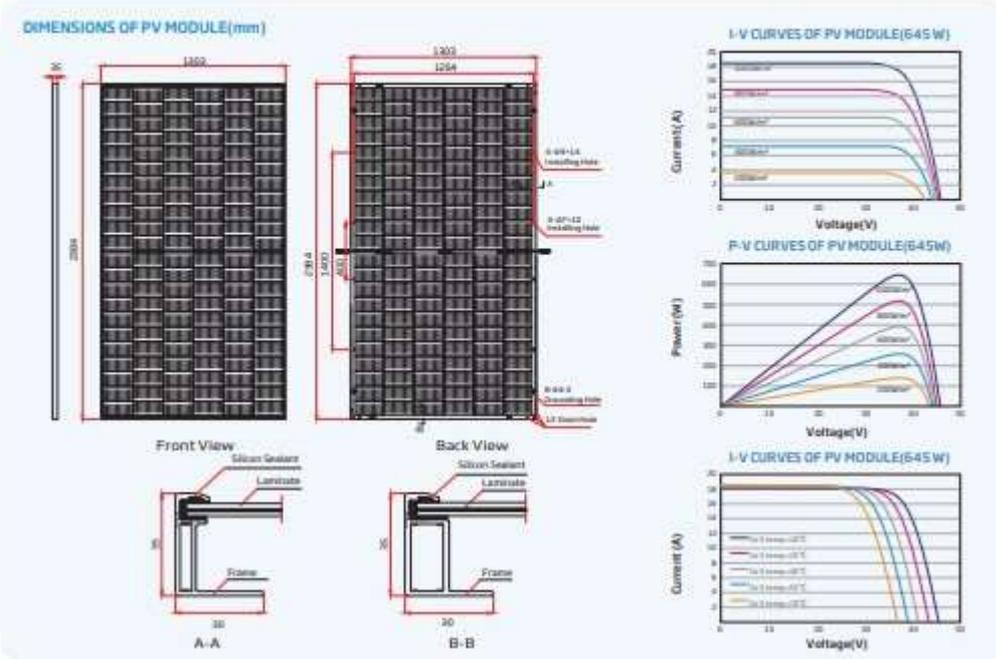


Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System





ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power (Wp) (Wp)*	540	545	550	555	560	565
Power Tolerance (W)	± 5%					
Maximum Power Voltage (Vmp) (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current (Imp) (A)	17.18	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.25	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency (η _m) (%)	20.8	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5, Measuring tolerance ± 0%

Electrical characteristics with different power loss (reference to 10% irradiance ratio)

Total Equivalent power (Wp) (Wp)	585	590	596	701	706	712
Maximum Power Voltage (Vmp) (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current (Imp) (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current (Isc) (A)	19.54	19.58	19.63	19.68	19.74	19.79
Irradiance ratio (power/100W)	10%					

Power tolerance: ± 0.1%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power (Wp) (Wp)	404	408	412	416	420	424
Maximum Power Voltage (Vmp) (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current (Imp) (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.13
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	152 cells
Module Dimensions	2384 x 1302 x 35 mm (93.86 x 51.30 x 1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches) High Transmittance, Anti-Reflective, Scratch Resistant Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches) Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4-Core (0.005 inches) ² , Parallel: 28G/260 mm (1.10/10.2 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVOLV / TS4*

*Please refer to original datasheet for open dimensions.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	42°C (107°F)	Operational Temperature	-40° ~ +85°C
Temperature Coefficient of Pmp	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500VDC (60C)
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C	Maximum System Voltage	1500VDC (60C)
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
 30 year Power Warranty
 2% first year degradation
 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Module per box: 33 pieces
 Module per 40 container: 558 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
 Version number: TSM_EN_2021_A

www.trinasolar.com

4.3. Caratteristiche dell'inverter

L'inverter scelto per il progetto in esame è "SG350HX" della SUNGROW, con potenza CA nominale in uscita di 320 kW. Questo presenta un numero MPPT di 12, con un numero massimo di stringhe fotovoltaiche collegabili per MPPT pari a 12 (Opzionale: 14/16), per un totale di 24 stringhe per inverter. La tensione CA nominale è pari a 800 V per una corrente CA massima in uscita pari a 254 A. Di seguito vengono riportate le caratteristiche tecniche.

SG350HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

NEW



RESA ELEVATA

- Fino a 16 MPPT con efficienza massima 99%
- 20 A per stringa, compatibilità con moduli da 500Wp+
- Scambio dati con sistema tracker, miglioramento della resa

BASSI COSTI

- Funzione Q at night, risparmio sull'investimento
- Power line communication (PLC)
- Diagnosi con Smart IV Curve*, O&M attivo

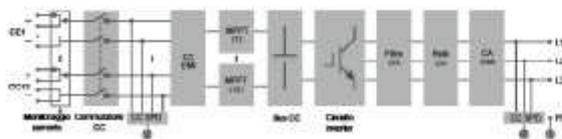
SUPPORTO ALLA RETE

- SCR1.16 funzionamento stabile in reti estremamente deboli
- Tempo di risposta della potenza reattiva <30ms
- Conforme al codice di rete globale

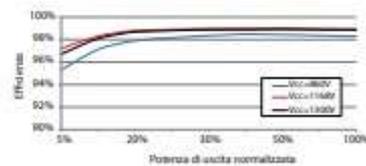
SICUREZZA

- 2 stringhe per MPPT, protezione del collegamento da inversione di polarità CC
- Interruttore CC integrato, spegnimento automatico in caso di guasti
- Monitoraggio dell'isolamento CA e CC in tempo reale 24 ore su 24

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



ITALIA

© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Tutti i diritti riservati. Soggetto a modifica senza preavviso. Versione 1.3

Designazione	SG350HX
Ingressi (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPPT	500 V - 1500 V
Intervallo di tensione MPPT per potenza nominale	860 V - 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	40 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 296 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 - 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo - 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*1361 mm
Peso	± 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 - 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth/WiFi
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali DT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, PO-12.3, LTE CTS-70 (1203, UL74), UL795A, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 1071-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampe di potenza, Q-U e P-F

* Compatibile solo con inverter Sungrow e SolarCloud





IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2
**RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**



16/12/2022

REV: 1

Pag.13

4.4. Caratteristiche tecniche della Cabina di Sottocampo

La Cabina di Sottocampo (CS) scelta è la “MVS3150-LV” e la “MVS6300-LV” della SUNGROW, rispettivamente con trasformatori (ONAN) di potenza nominale CA di 3150 kVA e 6300 kVA. La tensione in uscita dalla CS sarà pari a 30 kV, corrispondente alla tensione di uscita dall’impianto fotovoltaico. Di seguito vengono riportate le caratteristiche tecniche.

MVS3150-LV

SUNGROW
 Clean power for all

MV Turnkey Station for 1500 Vdc String Inverter SG250HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 3.5 MW block design
- Easy transportation and installation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design ,Main device easy replacement

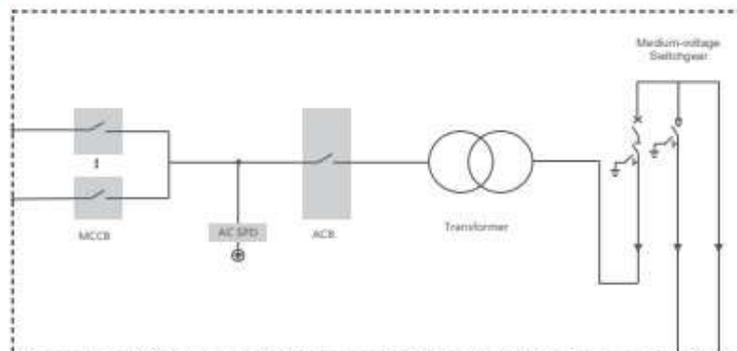
SAFETY

- MV and LV isolated, with independent control room
- All key components front accessible

RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards:IEC 60076,IEC 62271,IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2020 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.2.2

MVS3150-LV

Type designation	MVS3150-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	3150 kVA @ 40 °C
Max. power	3500 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11
LV / MV voltage	0.8kV / 10 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2525A
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0,±2*2.5%
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7%(±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al/Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 - 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL20kA / 1s
Qty.of feeder	3 feeders
LV Panel	
ACB specification	3200 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs
MCCB specification	250 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-Pressure
Relay protection	50 / 5I, 50N / 5IN
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I+II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 *2895 * 2438 mm
Approximate weight	15 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1



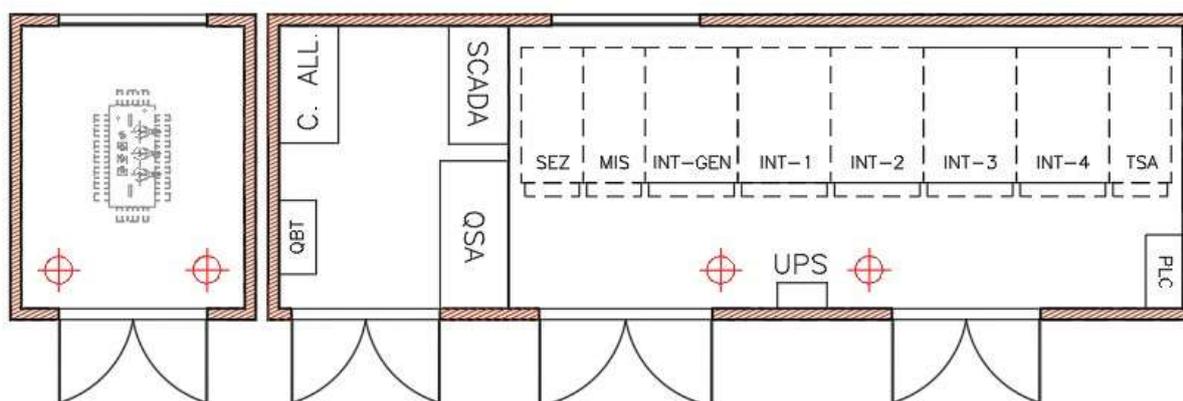
MVS6300-LV

Type designation	MVS6300-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6300 kVA @ 40 °C
Max. power	7000 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2525 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2 * 2.5 %
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7 % (+10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 - 35 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA / 1s
Qty of feeder	3 feeders
LV Panel	
ACB specification	3200 A / 800 Vac / 3 P, 2 pcs
MCCB specification	250 A / 800 Vac / 3P, 28 pcs
Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-Pressure
Relay protection	50 / 51,50N / 51N
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I-II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-300, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

4.5. Caratteristiche della Cabina Centrale

La Cabina di Centrale è composta da due strutture ad elementi prefabbricati in c.a.v. monoblocco, costituite da un basamento di fondazione prefabbricato a vasca e da una struttura monoblocco in elevazione fuori terra. La rappresentazione dettagliata di entrambe le cabine è mostrata nell'elaborato "C22001S05-PD-EE-05-01 – Cabina di Centrale".

All'interno della Cabina di Centrale saranno presenti i quadri di media tensione, il quadro di bassa tensione, il quadro di protezione per il trasformatore dei servizi ausiliari e il relativo trasformatore, il quadro per le misure, il sezionatore, lo SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System) e l'UPS, come riportato nella seguente figura.



4.6. Configurazione dell'impianto

4.6.1. Configurazione stringa/inverter

Per definire il numero di moduli per stringa che possono essere connessi all'inverter è necessario verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$VMP_{min} \geq V_{invMPPTmin};$$

$$VMP_{max} \leq V_{invMPPTmax};$$

$$VOC_{max} < V_{inv max};$$

dove:

$V_{MP\ min}$ = tensione alla minima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{MP\ max}$ = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{invMPPT,min}$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{invMPPT,max}$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{OC\ max}$ = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv,max}$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a -0,26 %/°C ($V_{MP\%}$) e i limiti di temperatura estremi pari a -5°C (dati di progetto) e +60°C, V_{MP} e V_{OC} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C). I valori di temperatura utilizzati come limiti estremi fanno riferimento alle condizioni ambientali della regione Lazio, questi sono tuttavia ritenuti valori cautelativi per il corretto funzionamento dell'impianto. Per calcolare la variazione delle tensioni MPPT e a circuito aperto si utilizza la seguente formula.

$$V_{MP}(T) = V_{MP} + V_{MP} * (-V_{MP\%}/100) * (25-T) * N;$$

Dove N è il numero di moduli, dove nei calcoli seguenti sarà pari a 32.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Tipo Pannello	BiHiKu7 CS7N-670MB-AG		
Dati Pannelli			
Potenza Massima Pm(W)	Pm(W)	670	
Tensione MP	V_{MP} (V)	37,7	
Corrente MP	I_{MP} (A)	17,27	
Tensione Circuito Aperto	V_{OC} (V)	45,5	
Corrente Corto Circuito	Icc(A)	18,35	
Pm Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,34	

Isc Variazione con temperatura	(%/°C)	0,04	
Voc Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,25	
Tensione a MP (-5 °C)	V _{MP} max	1286,88	(V)
Tensione a MP (25 °C)		1206,4	(V)
Tensione a MP (44 °C)		1149,1	(V)
Tensione a MP (60°C)	V _{MP} min	1100,84	(V)
Tensione OC (-5 °C)	V _{OC} max	1565,2	(V)

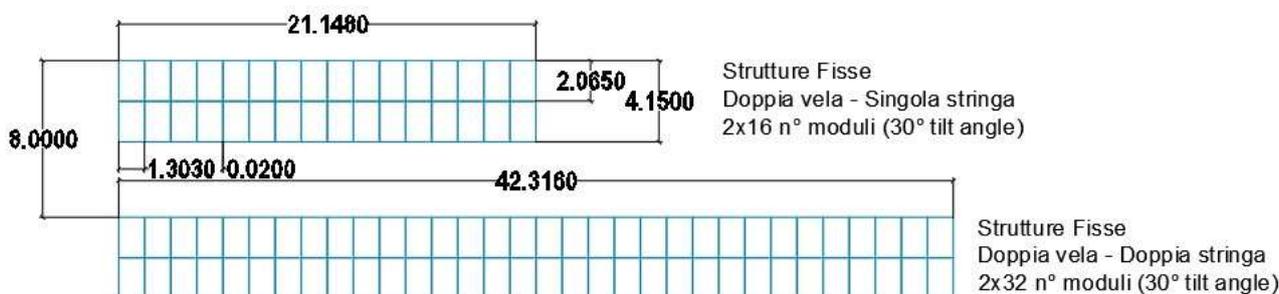
In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra la stringa composta da 32 moduli fotovoltaici, collegati in serie, e il tipo di inverter adottato.

Il numero di stringhe connesse in parallelo ad un singolo inverter varia da 16 a 19, per mantenere un valore del rapporto DC/AC in un range conforme alle norme di progettazione.

4.6.2. Configurazione tecnica generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare prevede di installare 40.704 moduli fotovoltaici bifacciali da 650 Wp ciascuno, su strutture fisse, per una potenza complessiva di 26.457,6 kW.

Le strutture saranno della tipologia doppia vela e costituite da un numero di moduli per stringa pari a 32. Queste saranno suddivise in singola stringa (2x16) e doppia stringa (2x32), con inclinazione dei moduli pari a 30°. Il pitch tra le strutture è pari a 8 m e la distanza Est-Ovest è pari a 0,5 m. Di seguito viene riportato un dettaglio in pianta delle strutture.



L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 71 inverter, per una potenza pari a 22.720 kW, e sei CS, di cui tre con potenza nominale di 3150 kW e tre da 6300 kW, come di seguito suddivise:

Device	Device amount	DC power, kWp	AC power, kW	DC/AC
Transformer 1	8	2828,800	2560,000	1,110
Inverter INV 1-1	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-2	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-3	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-4	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-5	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-6	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-7	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-8	17	353,600	320,000	1,110
Transformer 2	16	5948,800	5120,000	1,160
Inverter INV 2-1	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-2	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-3	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-4	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-5	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-6	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-7	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-8	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-9	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-10	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-11	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 2-12	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 2-13	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-14	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-15	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-16	18	374,400	320,000	1,170
Transformer 3	17	6448,000	5440,000	1,190
Inverter INV 3-1	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-2	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-3	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-4	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-5	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-6	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-7	18	374,400	320,000	1,170

Inverter INV 3-8	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-9	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-10	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-11	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-12	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-13	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-14	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-15	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-16	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-17	18	374,400	320,000	1,170
Transformer 4				
	9	3556,800	2880,000	1,240
Inverter INV 4-1	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-2	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-3	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-4	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-5	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-6	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-7	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-8	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-9	19	395,200	320,000	1,240
Transformer 5				
	16	5824,000	5120,000	1,140
Inverter INV 5-1	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-2	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-3	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-4	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-5	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-6	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-7	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-8	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-9	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-10	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-11	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 5-12	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-13	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-14	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 5-15	16	332,800	320,000	1,040
Inverter INV 5-16	16	332,800	320,000	1,040
Transformer 6				
	5	1809,600	1600,000	1,130

Inverter INV 6-1	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 6-2	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 6-3	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 6-4	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 6-5	18	374,400	320,000	1,170

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

5. CAVI MT/AT E RETE DI TERRA

5.1. Rete MT

Le Cabine di Sottocampo sono collegate tra loro e alla cabina centrale mediante una rete in MT, realizzata in cavo interrato, conformemente allo schema elettrico unifilare. La cabina centrale sarà, a sua volta, collegata alla SSEU tramite cavidotto interrato in MT. Ai fini del calcolo della sezione da assegnare ai cavi MT, la sezione della linea è stata dimensionata in funzione della corrente di cortocircuito (sezione minima), della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura). Condizioni di esercizio MT: $\cos\phi=0,9$, $\sin\phi=0,436$, $V_n=30.000$ V. Per maggiori informazioni riguardo il metodo di dimensionamento dei cavi MT si rimanda alla "C22001S05-PD-RT-24-01 – Relazione Tecnica Calcoli Elettrici rete MT e AT".

5.1.1. Sezione tipo - Cavi MT

In generale, per tutte le linee elettriche MT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Le sezioni tipo di riferimento per le linee MT sono riportate nell'elaborato "C22001S05-PD-EE-10-01- Cavidotto AT e MT- Sezioni Tipo"

5.2. Rete AT

La SSEU è collegata alla Cabina Primaria tramite una rete in AT, realizzata in cavo interrato. La sezione della linea è stata dimensionata in funzione della corrente di cortocircuito, della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura). Condizioni di esercizio AT: $\cos\phi=0,9$, $\sin\phi=0,436$, $V_n=150.000$ V. Per maggiori informazioni riguardo il metodo di dimensionamento dei cavi AT si rimanda alla “C22001S05-PD-RT-24-01 – Relazione Tecnica Calcoli Elettrici rete MT e AT”.

5.2.1. Sezione tipo - Cavi AT

Per le linee elettriche AT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità variabile dal piano di calpestio a seconda della sede sulla quale avviene la posa.

Le sezioni tipo di riferimento per le linee AT sono riportate nell’elaborato “C22001S05-PD-EE-10-01- Cavidotto AT e MT- Sezioni Tipo”.

5.3. Rete di Terra

In base alla norma CEI EN 50522 e alla CEI 64-8, tale impianto è da considerarsi come segue:

- lato corrente continua (CC) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all’impianto di terra dell’utente;
- lato corrente alternata (CA) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all’impianto di terra dell’utente.

Le masse del circuito saranno collegate tra di loro mediante il conduttore di protezione (sezioni minime: 2,5 mm² rame o 16 mm² alluminio se è prevista una protezione meccanica; 4 mm² o 16 mm² alluminio se non è prevista una protezione meccanica), collegato all’impianto di messa a terra. Nell’area dedicata alla centrale fotovoltaica sarà realizzato un impianto di terra con i relativi dispersori intenzionali a maglia di corda di rame di sezione minima 35 mm².

Il dimensionamento dell’impianto di terra terrà conto dei dispersori di fatto. L’impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all’interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme. Inoltre, l’impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature

contro l'elettricità statica. Oltre ai requisiti precedentemente indicati sarà garantita la funzionalità delle messe a terra di funzionamento, legate ad apparecchiature o ad interventi di manutenzione che si dovessero venire a creare. L'impianto di terra e contro le scariche atmosferiche sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti dell'impianto di terra, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero impianto di terra.

5. SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di analizzare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto. Il sistema di monitoraggio sarà collegato al Controllore Centrale d'Impianto, per la trasmissione dei dati al DSO, conformemente all'elaborato "C22001S05-PD-EE-11-01 – Rete Dati".

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

5.1. Sistema SCADA

L'impianto fotovoltaico in oggetto al presente progetto definitivo sarà dotato di un Sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System). Tale sistema sarà deputato all'acquisizione dati, automazione e controllo, protezione e supervisione dell'impianto, in locale e soprattutto da remoto. Il sistema SCADA implementa l'acquisizione dei dati, il controllo integrato, la supervisione (interfaccia uomo-machina), l'archiviazione del database e l'archiviazione di tutte le operazioni dell'impianto fotovoltaico e integra qualsiasi altro sistema di controllo autonomo, alla parte di controllo e/o protezione dell'impianto fotovoltaico. L'intero sistema SCADA deve essere in grado di soddisfare tutti i requisiti funzionali del codice di rete locale (e dei relativi allegati). Le



IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2
**RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**



16/12/2022

REV: 1

Pag.25

prestazioni dell'interfaccia uomo-macchina devono essere adeguate a fornire una comprensione completa dell'impianto fotovoltaico al fine di supportare gli operatori e il personale di manutenzione in condizioni operative normali e di emergenza e, mediante servizi avanzati, per il monitoraggio economico, prestazionale e diagnostico e per le analisi di ogni tipo. Il sistema SCADA si compone dei seguenti "sottosistemi":

Plant SCADA. Il Plant SCADA è l'SCADA dell'impianto. Ha il "compito" di eseguire il controllo e la supervisione della cabina di consegna utente MT, quindi il monitoraggio e l'acquisizione dei dati dei relè di protezione elettrica MT, contatori di potenza ed energia e qualsiasi altro elemento elettrico dotato di comunicazione. Inoltre, al Plant SCADA sono convogliati tutti i dati provenienti da tutti gli inverter, quindi tutti i dati provenienti dal parco fotovoltaico. Ciò consente il controllo dell'intero impianto e l'interfaccia con la sala di controllo locale e/o remota.

Sistema di Controllo delle cabine di conversione, uno per ogni cabina (RTU/PLC). Ciascuna cabina di conversione deve essere dotata di un RTU / PLC per fornire acquisizione, controllo e monitoraggio dei dati delle apparecchiature da remoto e per trasferire questi dati a una stazione "master" tramite un sistema di comunicazione. Gli inverter e tutti i dispositivi elettronici intelligenti come misuratori, gateway di protocollo, unità di controllo del trasformatore, data-logger, ecc., devono disporre di una propria interfaccia Ethernet per consentire l'accesso remoto da reti situate all'esterno o all'interno dell'impianto. L'RTU/PLC sarà basato su un microprocessore operante con un bus di comunicazione centrale interno che collega le schede I / O e la comunicazione seriale. Ogni RTU / PLC deve includere: CPU, bus interno, moduli di alimentazione ridondanti e moduli di comunicazione di rete. La RTU deve essere in grado di memorizzare tutti i cambi di stato e gli eventi verificatisi all'interno della power conversion unit e dei relativi dispositivi (segnali dell'inverter, scatole combinate, dispositivi I / O remoti, UPS, segnali dai trasformatori, sistema antincendio, sistema antintrusione sistema, ecc.). In questo modo, il cambio di stato di questi segnali verrà memorizzato localmente nell'unità di conversione anche se la comunicazione con il Plant SCADA è andata persa. Questi cambi di stato devono essere disponibili per essere scaricati ed esportati all'esterno. La capacità di archiviazione deve essere sufficiente per memorizzare almeno un mese di segnali generati all'interno dell'unità di conversione in qualsiasi scenario operativo e in ogni caso deve essere almeno in grado di memorizzare 5.000 cambi di stato, registrando il nome del dispositivo che ha generato il segnale, il tempo e data a quale evento si è verificato (con una risoluzione di 1 ms) e lo stato del segnale (Apri / Chiudi, Normale / Allarme, ecc.).

	<p style="text-align: center;">IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2</p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	 Ingegneria & Innovazione		
		16/12/2022	REV: 1	Pag.26

Power Plant Controller.

6. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le caratteristiche generali d'impianto, il campo di funzionamento necessario per la connessione alla rete AT ed in particolare i sistemi di protezione, regolazione e controllo saranno conformi a quanto prescritto dall'Allegato A.68 di Terna "CENTRALI FOTOVOLTAICHE" – Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT.

7. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

8.1. Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà costituito da due sistemi:

- Illuminazione cabine;
- Illuminazione perimetrale.

L'illuminazione perimetrale prevederà proiettori direzionali su pali, con funzione di illuminazione stradale notturna e anti-intrusione. L'illuminazione esterna perimetrale si accenderà solamente in caso di intrusione esterna, verrà posizionata su pali conici in acciaio laminato a caldo e privi di saldature predisposti con foro per ingresso cavo di alimentazione, con attacco testa palo. L'illuminazione delle cabine prevederà lampade su sostegno agganciato alla parete, con funzione di illuminazione delle piazzole per manovre e sosta e si accenderà solamente in caso di intrusione esterna. Verrà realizzata mediante proiettori led ad alta efficienza installati su bracci posizionati sul prospetto delle cabine stesse.

8.2. Impianto di videosorveglianza

L'impianto di video sorveglianza è stato dimensionato per coprire l'intero perimetro della recinzione, con l'aggiunta di ulteriori unità di videosorveglianza: – in prossimità delle cabine; – in prossimità del Sistema di accumulo (qualora venisse realizzato); – in prossimità degli accessi area di impianto; L'impianto di sicurezza potrà presentare soluzioni di monitoraggio combinate o non sulla base delle seguenti tecnologie:



IMPIANTO FOTOVOLTAICO CELLERE 2
**RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**



16/12/2022

REV: 1

Pag.27

- termico (termocamere);
- infrarosso;
- Dome.

Nello specifico ognuna delle soluzioni avrà le seguenti caratteristiche:

- Termico. Le telecamere inviano segnali sulla temperatura con una accuratezza che raggiunge $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$. Le termografiche acquisiranno la temperatura corporea lavorando nel range $30-45^{\circ}$ e fornendo dati estremamente accurati e veloci. Il sistema sarà in grado di individuare fino a 30 volti simultaneamente, lo screening viene effettuato solo sulle persone, riducendo i falsi allarmi ed escludendo così qualsiasi altra sorgente calda (ad esempio piccoli animali). La taratura delle telecamere avverrà attraverso la configurazione di una pagina web dedicata;
- Infrarosso. Le telecamere sono dotate di illuminatore a led infrarossi (LED IR) per registrare nel buio e in modo invisibile. La luce dell'infrarosso, infatti, permette le riprese in notturno (seppur esclusivamente in bianco nero) ma risulta invisibile all'occhio umano. Il raggio d'azione di una IR LED varia solitamente da 10 a 100 metri, ma dato che si prospetta un uso esterno si prevederà di impiegare un modello con raggio dai 50 metri in su.
- Dome. Le telecamere dome saranno di tipo PTZ (acronimo per Pan-Tilt-Zoom), le quali permettono una variazione del posizionamento dell'obiettivo che può offrire una panoramica lungo gli assi orizzontali (Pan) oppure una rotazione lungo quelli verticali (Tilt), oltre che offrire la possibilità di effettuare zoom con ingrandimento più o meno elevato. In alcuni punti si potrà prevedere di installare un particolare tipo di telecamera dome detta speed-dome, evoluzione della dome che presenta modelli caratterizzati da un'elevata velocità di spostamento dell'obiettivo in ogni direzione, che può essere anche di 360° al secondo. Infine, la dome dispone di una particolare funzione che permette di preimpostare specifiche posizioni di controllo. In base al tipo di modello si potranno preimpostare dalle venti fino a oltre le cento posizioni nonché i diversi livelli di zoom. La frequenza con cui vanno effettuati i controlli in zone specifiche va anche essa predefinita a seconda delle specifiche necessità, così come va impostato il tempo di permanenza in ciascuna zona di

controllo. Oltre al posizionamento fisso in determinate zone per un certo periodo di tempo, è possibile impostare la telecamera in modo che essa esegua dei controlli continui e ciclici, come vere e proprie ronde.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Impianto Fotovoltaico Cellere 2

Variant: Senza turbina

Ground system (tables) on a hill

System power: 27.27 MWp

Cellere - Italy



Project: Impianto Fotovoltaico Cellere 2

Variant: Senza turbina

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Cellere	Latitude 42.52 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 11.78 °E	
	Altitude 378 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Cellere		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Ground system (tables) on a hill		User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Unlimited load (grid)	
Fixed plane	Detailed electrical calculation		
Tilt/Azimuth 30 / 1 °	acc. to module layout		
System information		Inverters	
PV Array		Nb. of units	94 units
Nb. of modules	40704 units	Pnom total	23.50 MWac
Pnom total	27.27 MWp	Pnom ratio	1.160

Results summary

Produced Energy	42443 MWh/year	Specific production	1556 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.92 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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
Special graphs	8



Project: Impianto Fotovoltaico Cellere 2

Variant: Senza turbina

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

General parameters

Grid-Connected System		Ground system (tables) on a hill			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		715 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Identical arrays		Diffuse	
30 / 1 °				Imported	
		Sizes		Circumsolar	
		Sheds spacing		separate	
		8.00 m			
		Collector width			
		4.79 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		59.9 %			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		32.0 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Detailed electrical calculation		Unlimited load (grid)	
		acc. to module layout			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	TSM-670DEG21C.20	Model	SG250HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	40704 units	Number of inverters	94 units
Nominal (STC)	27.27 MWp	Total power	23500 kWac
Modules	1272 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.16
Pmpp	24.93 MWp		
U mpp	1115 V		
I mpp	22362 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	27272 kWp	Total power	23500 kWac
Total	40704 modules	Nb. of inverters	94 units
Module area	126441 m ²	Pnom ratio	1.16
Cell area	118473 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)		0.82 mΩ		-0.8 %				
29.0 W/m ² K		Loss Fraction						
Uv (wind)		1.5 % at STC						
0.0 W/m ² K/m/s								
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction		Loss Fraction						
2.0 % at MPP		0.1 %						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.994	0.969	0.929	0.830	0.589	0.000



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: SG250HX

Wire section (94 Inv.) Alu 94 x 3 x 400 mm²
Average wires length 0 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 2000 m
Loss Fraction 0.13 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 26325 kVA
Iron loss (night disconnect) 4.39 kW/Inv.
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.36 mΩ/inv.
Loss Fraction 1.00 % at STC



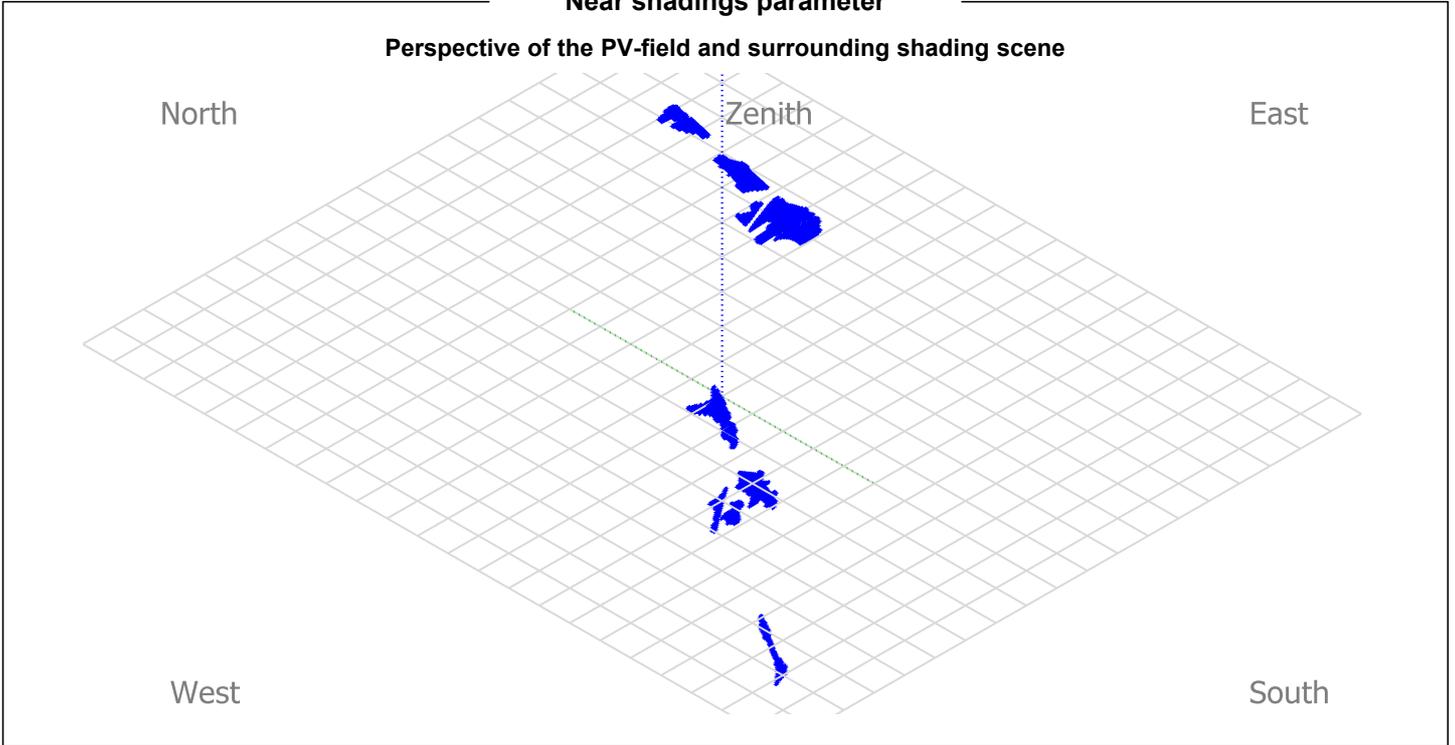
Project: Impianto Fotovoltaico Cellere 2

Variant: Senza turbina

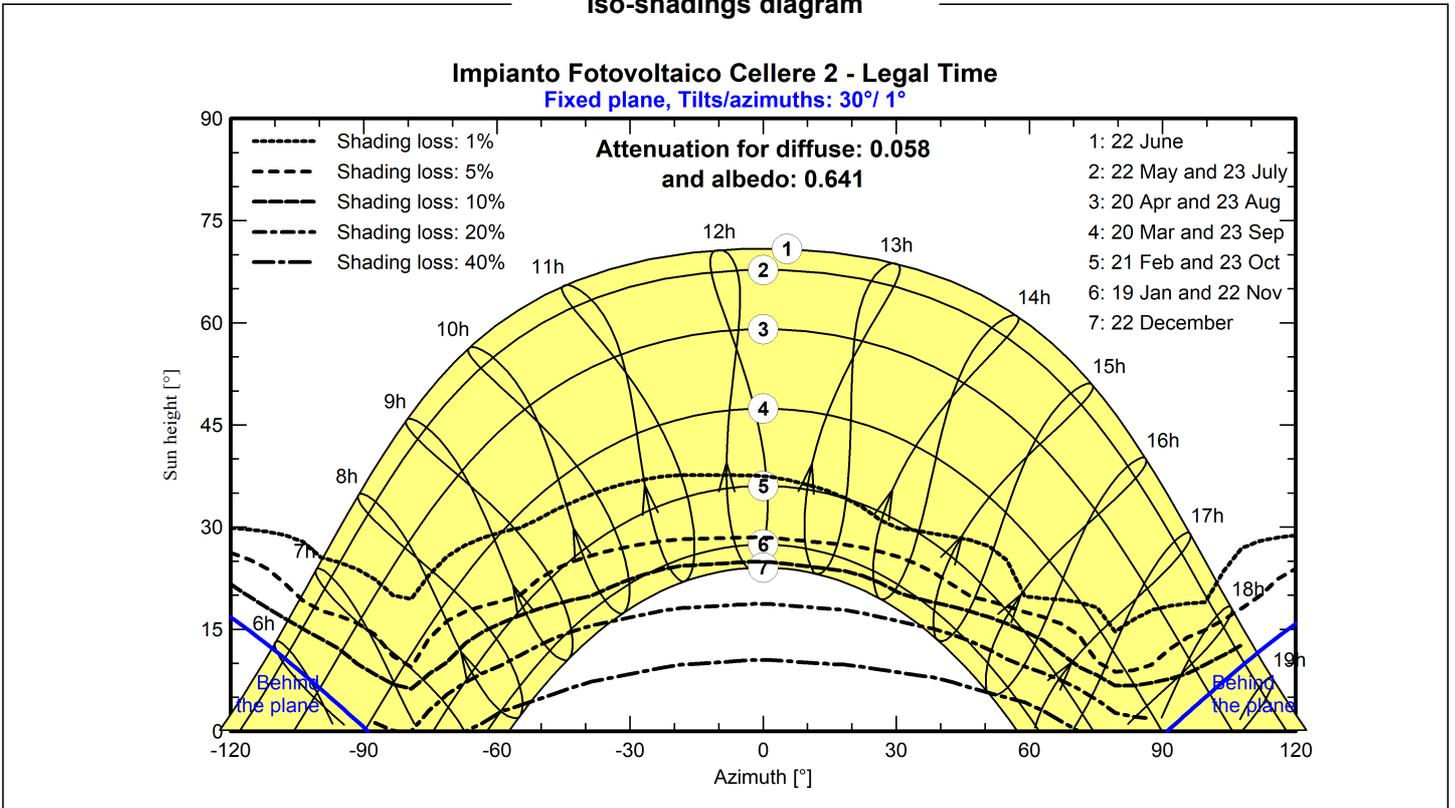
PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

Main results

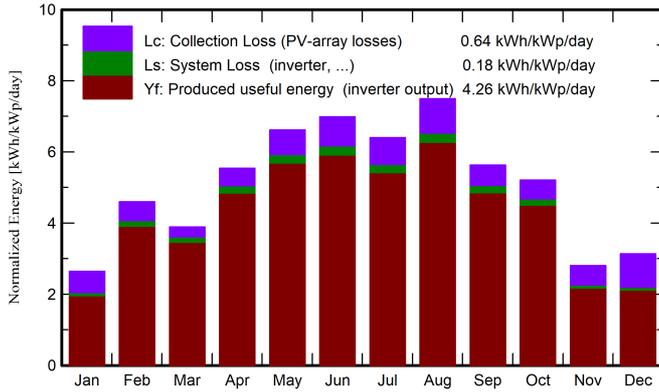
System Production

Produced Energy 42443 MWh/year

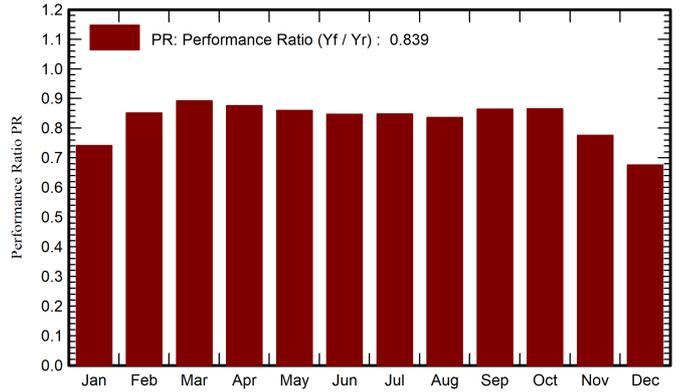
Specific production
Performance Ratio PR

1556 kWh/kWp/year
83.92 %

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 MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	49.9	24.66	5.29	82.0	73.0	1729	1658	0.741
February	83.4	29.44	5.51	128.7	122.4	3111	2987	0.851
March	99.1	49.91	8.59	120.6	116.4	3057	2932	0.891
April	150.1	65.39	12.88	166.1	161.0	4138	3970	0.876
May	202.6	72.30	16.67	205.2	199.1	5017	4811	0.860
June	215.7	69.71	21.40	209.6	203.5	5051	4842	0.847
July	202.0	77.97	22.57	198.5	192.3	4781	4588	0.848
August	213.1	56.31	25.29	232.5	227.1	5524	5302	0.836
September	139.2	53.92	19.36	168.8	164.3	4141	3976	0.864
October	112.7	41.53	14.16	161.4	155.9	3965	3808	0.865
November	54.4	28.23	10.72	84.0	77.0	1851	1777	0.775
December	52.7	22.27	5.45	97.2	82.8	1865	1791	0.676
Year	1574.9	591.63	14.04	1854.4	1774.8	44231	42443	0.839

Legends

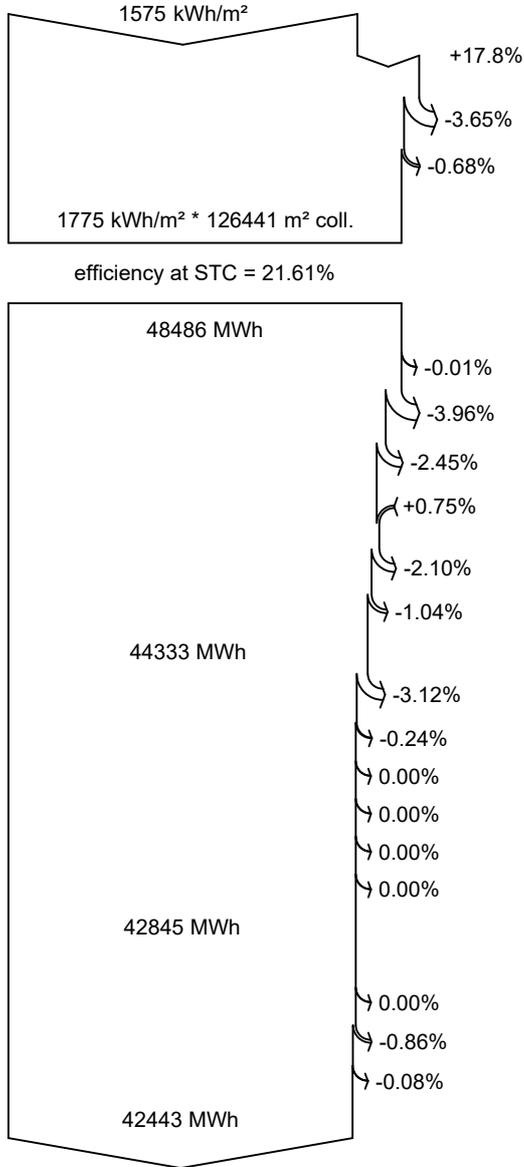
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss detailed module calc.

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

Energy injected into grid

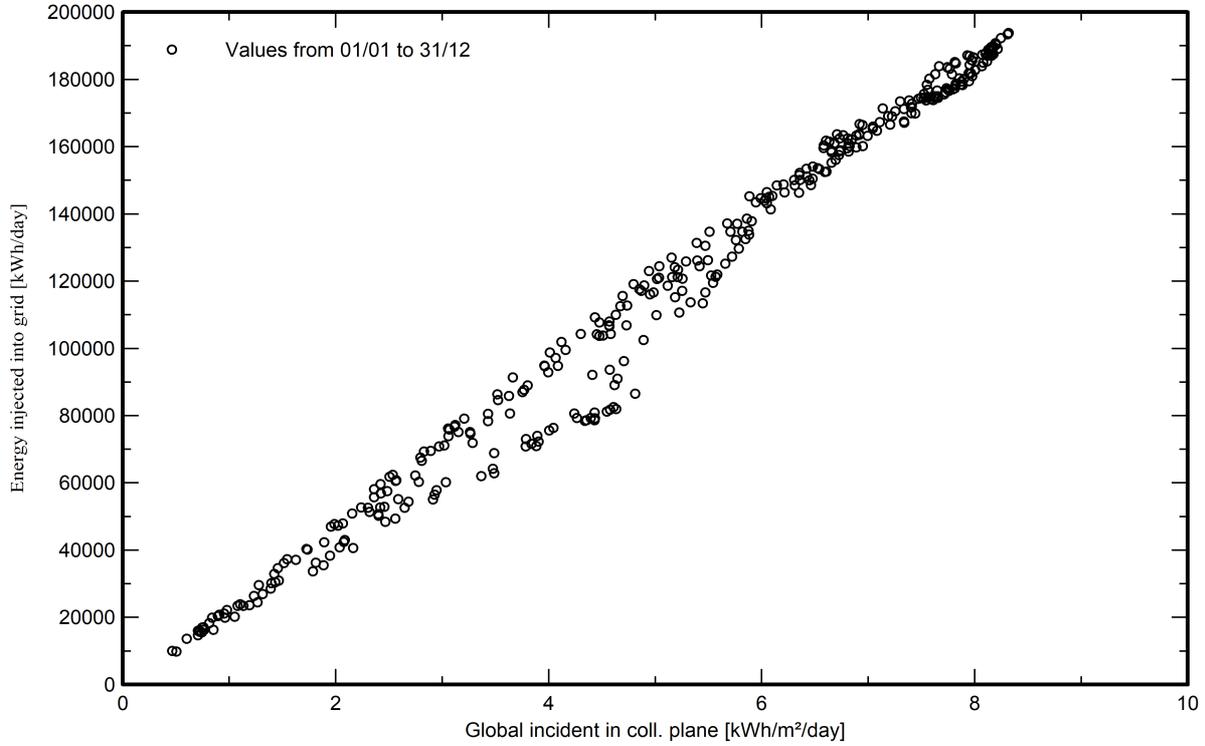


PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
09/12/22 10:53
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

