

REGIONE SICILIA

Libero Consorzio Comunale di Enna

COMUNE DI AGIRA



01	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	11/03/23	BAIARDO G.	SIGNORELLO A.	NASTASI A.
00	EMISSIONE PER COMMENTI	03/03/23	BAIARDO G.	SIGNORELLO A.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

DS ITALIA 7 SRL



Sede legale in Piazza del Popolo 18, CAP 00187 Roma (RM)
Partita I.V.A. 16295141002 – PEC: dsitalia7@legalmail.it

Società di Progettazione:

Ingegneria & Innovazione



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

Progetto:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO AGIRA

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:

N.A.

Nome DIS/FILE:

C21032S05-PD-RT-18-01

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.



INDICE

1.	PREMESSA.....	3
2.	SCOPO.....	3
3.	CONNESSIONE ALLA RTN (Codice Pratica: 202102323)	3
4.	RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI.....	4
4.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	6
4.1.	Criteri di localizzazione	6
4.2.	Caratteristiche del generatore fotovoltaico.....	6
4.3.	Caratteristiche dell'inverter.....	9
4.4.	Caratteristiche tecniche della Cabina di Sottocampo	12
4.5.	Caratteristiche tecniche della Cabina di Raccolta	12
4.6.	Caratteristiche tecniche della Cabina di Centrale.....	13
4.7.	Configurazione dell'impianto.....	15
4.7.1.	Configurazione stringa/inverter/trasformatore.....	15
4.7.2.	Configurazione tecnica generale dell'impianto.....	17
5.	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT ED AT	25
5.1.	Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito	25
5.2.	Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiego	25
5.3.	Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio termico.....	26
5.4.	Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico.....	26
5.5.	Rete MT interna	26
5.5.1.	Sezione tipo - Cavi MT.....	27
5.6.	Rete AT	27
5.6.1.	Sezione tipo - Cavi AT	27
6.	PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO.....	28
7.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	28
8.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	28
9.	MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	29
10.	IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	29
11.	SISTEMA DI MONITORAGGIO	30
12.	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	30
12.1.	Impianto di illuminazione	30
12.2.	Impianto di videosorveglianza	30
13.	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA'	31

1. PREMESSA

Per conto della società proponente, DS Italia 7 S.r.l., la società Antex Group S.r.l. ha redatto il progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Agrivoltaico "Agira"** da realizzarsi nel territorio del Comune di Agira, appartenente al Libero Consorzio Comunale di Enna. Il progetto prevede l'installazione di n. 91.230 moduli fotovoltaici da 670 Wp ciascuno, su strutture fisse, per una potenza complessiva pari a 61124,1 kWp. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete elettrica nazionale tramite la posa di un cavidotto interrato su strade esistenti e la realizzazione di una nuova cabina utente per la consegna collegata in antenna a 36 kV con la sezione 36 kV di una futura stazione di trasformazione (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce alla futura linea RTN 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Le attività di progettazione definitiva e di studio di impatto ambientale sono state sviluppate dalla società di ingegneria Antex Group Srl.

Antex Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata e pone 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.

Antex Group in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti, è in possesso di un proprio Sistema di Gestione Qualità certificato ISO 9001:2015 per attività di "Servizi tecnico-professionali di ingegneria multidisciplinare".

2. SCOPO

Scopo della presente relazione è illustrare le caratteristiche generali ed elettriche dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare da 61124,1 kWp denominato **Impianto Agrivoltaico**, che **DS Italia 7 S.r.l.** intende realizzare nei terreni del Comune di Agira, appartenente al Libero Consorzio Comunale di Enna (EN), al fine di connetterlo alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN).

3. CONNESSIONE ALLA RTN (Codice Pratica: 202102323)

Il preventivo di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) prevede l'inserimento di un impianto di generazione da fonte rinnovabile (solare) con potenza nominale pari a 61,1241 MW e potenza in immissione pari a 59,8 MW. La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione 36 kV di una futura stazione di trasformazione (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce alla futura linea RTN 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna. Il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

4. 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 editate 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.

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 della Sicilia.

4.2. Caratteristiche del generatore fotovoltaico

Il modulo scelto è il "Vertex 670 W TSM-DEG21C20" della Trinasolar, il quale presenta una potenza di picco pari a $670W_p$ ed un'efficienza 21,6 %, misurate in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a $1000 W/m^2$ con distribuzione dello spettro solare di riferimento di $AM=1,5$ e temperatura delle celle di $25^{\circ}C$, secondo norme CEI EN 904/1-2-3. Il modulo considerato può raggiungere una potenza di $717 W_p$ considerando che una percentuale pari al 10% dell'irraggiamento solare colpisce la superficie posteriore del modulo, rispetto al riferimento utilizzato per la faccia anteriore.

Il progetto prevede l'installazione di un totale di 91230 moduli, montati con un'inclinazione di 23° su strutture fisse, per una potenza complessiva $61124,1 kW_p$.

Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto.

Preliminary

Mono Multi Solutions

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 635-670W

670W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

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
- Higher return on Investment



High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

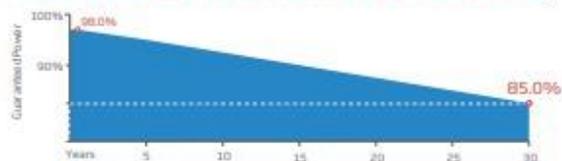
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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

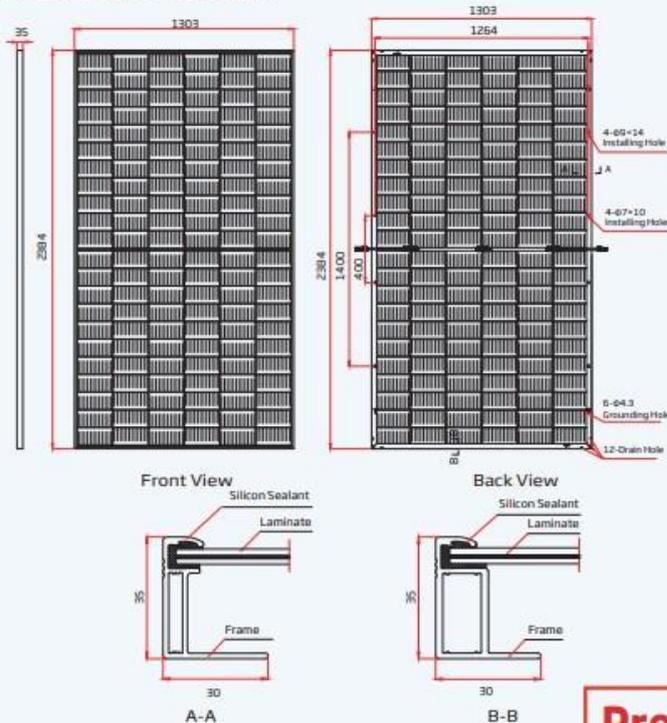


Comprehensive Products and System Certificates

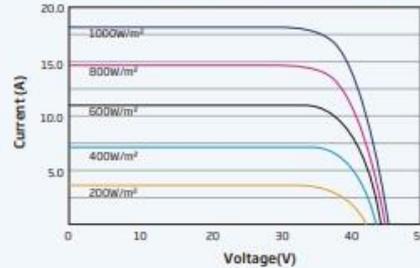


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

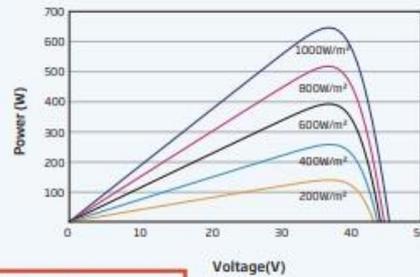
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Efficiency >0±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened 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	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
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

- Modules per box: 31 pieces
- Modules per 40' container: 558 pieces

4.3. Caratteristiche dell'inverter

L'inverter considerato per il progetto in esame è il "SUN2000-215KTL-H3" della Huawei Technologies, della potenza apparente di 215 kVA e una potenza nominale di 200 kW.

Il progetto prevede l'installazione di un numero totale di 299 inverter, per una potenza nominale complessiva in AC di 59800 kW.

Di seguito vengono riportate le specifiche tecniche del componente in oggetto.

SUN2000-215KTL-H3
 Smart String Inverter



100A
 Per MPPT



Max. Efficiency
 ≥99.0%



Smart String-Level
 Disconnecter



Smart I-V Curve
 Diagnosis Supported



MBUS
 Supported



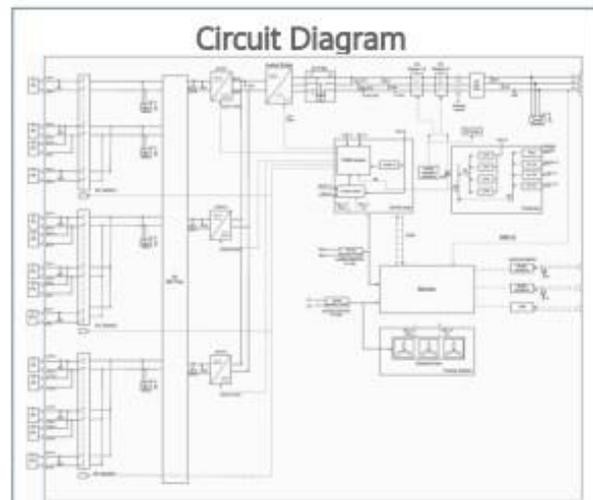
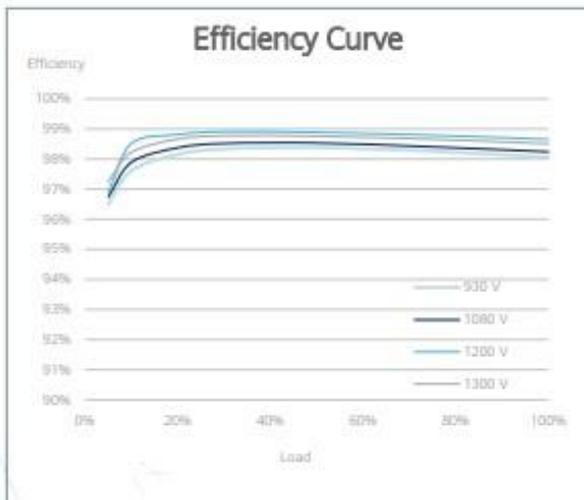
Fuse Free
 Design



Surge Arresters for
 DC & AC



IP66
 Protection



SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

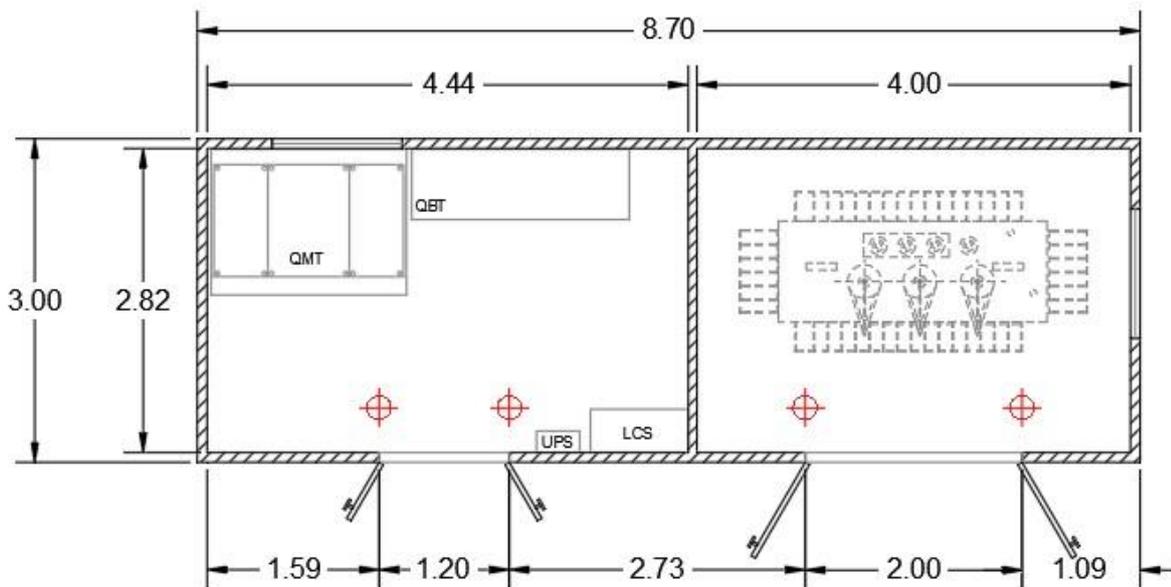
Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

4.4. Caratteristiche tecniche della Cabina di Sottocampo

La Cabina di Sottocampo è un prefabbricato non standard all'interno del quale si trovano i seguenti componenti:

- Un trasformatore MT/BT, per l'elevazione della tensione dell'energia elettrica in uscita dagli inverter, pari a 800 V, ad una tensione di 30 kV. I trasformatori considerati sono di due taglie, di cui 10 sono di una potenza pari a 6300 kVA e 2 sono da 3250 kVA. Inoltre, i trasformatori considerati sono a secco con raffreddamento ad aria con circolazione forzata (ANAF);
- I quadri di bassa tensione, per l'arrivo degli inverter;
- I quadri di media tensione, di cui 1 per il trasformatore MT/BT e 2 per l'arrivo/partenza delle linee di media tensione.

La Cabina di Sottocampo, rappresentata nella seguente figura, presenta le seguenti dimensioni (esterne) 8,70 m x 3 m x 3,5 m.



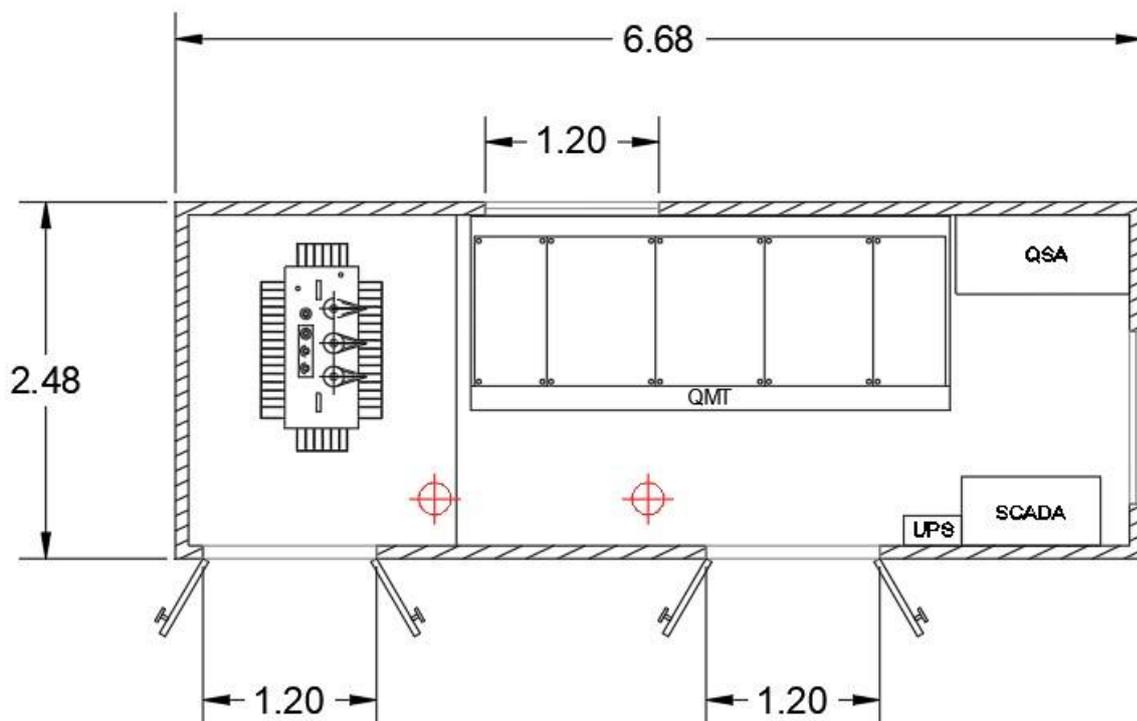
4.5. Caratteristiche tecniche della Cabina di Raccolta

La Cabina di Raccolta è un prefabbricato standard all'interno del quale si trovano i seguenti componenti:

- I quadri di media tensione, di cui 3 per l'arrivo/partenza delle linee MT, 1 per le misure e 1 per la connessione al trasformatore dei servizi ausiliari;
- Un trasformatore MT/BT (30 kV/ 400 V) della potenza di 50 kVA, per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- I quadri di bassa tensione per i servizi ausiliari e l'UPS;
- Il gruppo SCADA.

Per l'impianto in oggetto sono state previste un totale di 3 Cabine di Raccolta, collocate ognuna nelle differenti aree. Queste hanno lo scopo di raccogliere l'energia elettrica proveniente dalle Cabine di Sottocampo, che si trovano nelle rispettive aree, e di farla confluire nella Cabina di Centrale, dalla quale partiranno successivamente le linee per la connessione alla RTN.

La Cabina di Raccolta, rappresentata nella seguente figura, presenta le seguenti dimensioni (esterne) 6,68 m x 2,48 m x 2,6 m.



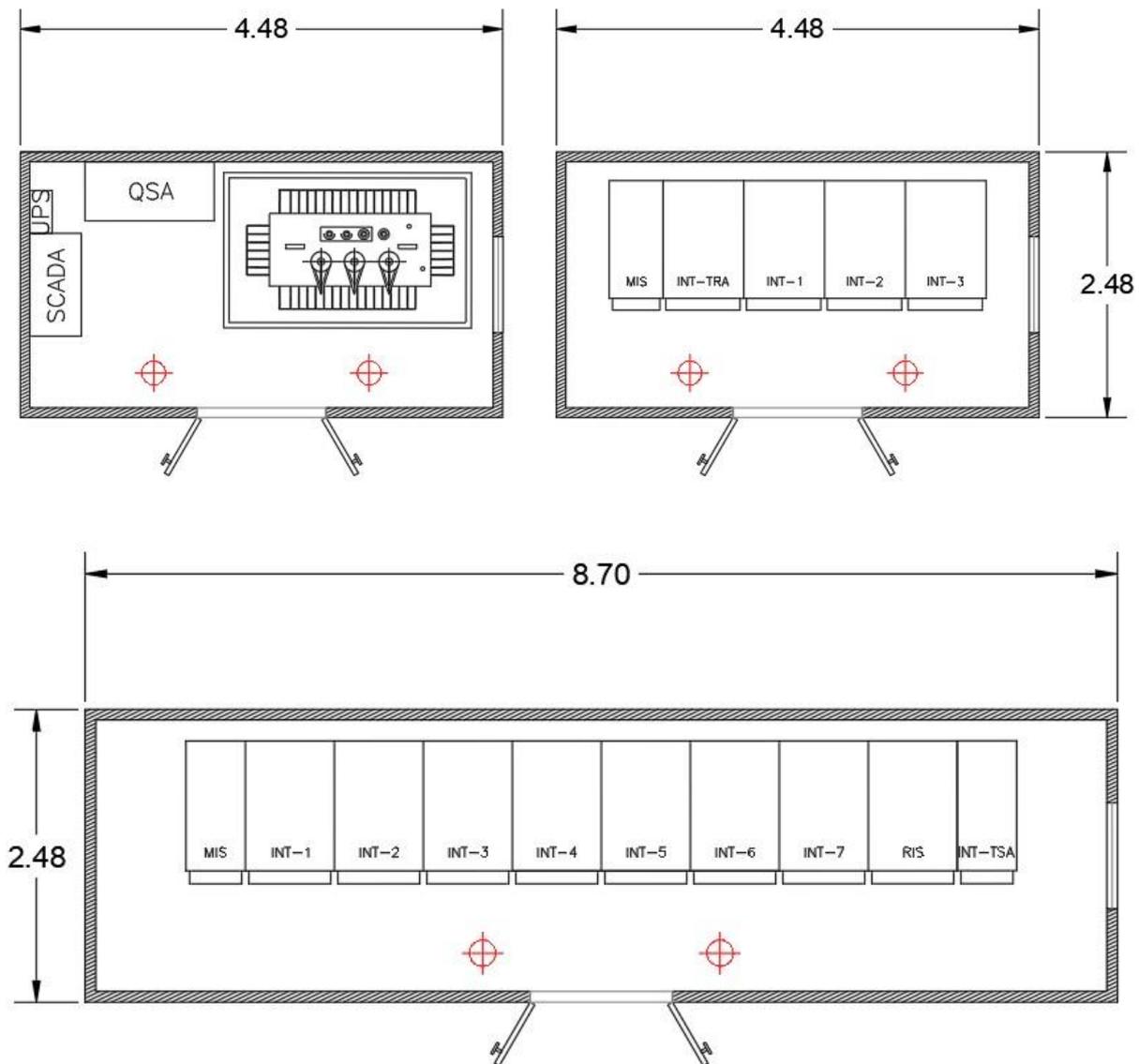
4.6. Caratteristiche tecniche della Cabina di Centrale

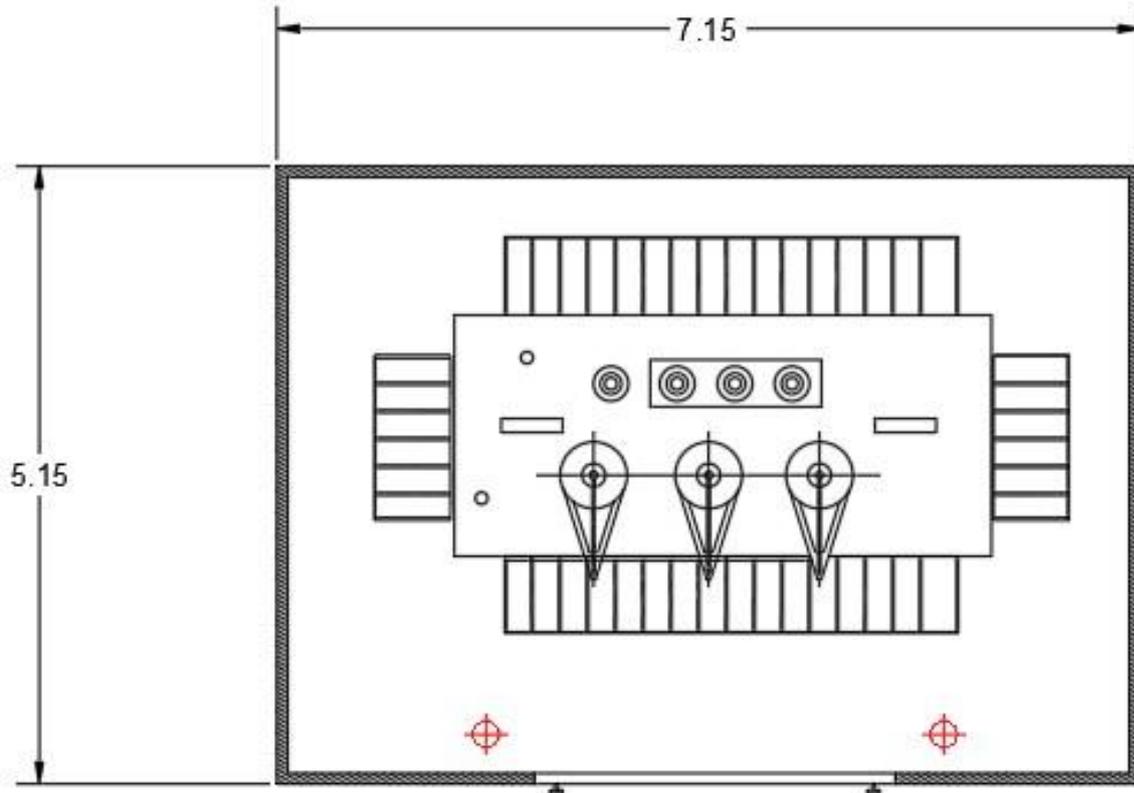
La Cabina di Centrale è composta da tre box prefabbricati standard e un box destinato all'alloggiamento del trasformatore AT/MT. I diversi box sono definiti nel seguente modo:

- Locale dei quadri di media tensione, dove è prevista l'installazione di 10 quadri MT, di cui: 5 per l'arrivo delle linee MT provenienti dalle Cabine di Raccolta e dalle Cabine di Sottocampo che si trovano all'interno dell'area di collocazione della Cabina di Centrale, 1 per la protezione dei dispositivi di misura, 1 per l'arrivo linea del trasformatore dei servizi ausiliari e 1 di riserva;
- Locale dei quadri di alta tensione, dove è prevista l'installazione di 5 quadri AT, di cui: 1 per l'arrivo della linea AT in uscita dal trasformatore AT/MT, 3 per la partenza delle linee AT per la connessione alla Cabina Utente per la Consegna ed 1 quadro per la protezione dei dispositivi di misura;
- Locale dei quadri di bassa tensione e rete dati, dove è prevista l'installazione del quadro di bassa tensione per i servizi ausiliari, l'UPS, lo SCADA e il trasformatore dei servizi ausiliari;

- Locale trasformatore AT/MT, dove è installato un trasformatore per il passaggio 36 kV/30 kV della taglia di 63000 kVA.

La Cabina di Raccolta, rappresentata nella seguente figura, è composta da due box (Locale quadri AT e BT) da 4,48 m x 2,48 m x 2,6 m, un box (Locale quadri MT) da 8,70 m x 2,48 m x 2,6 m e un box (Locale trasformatore AT/MT) da 7,15 m x 5,15 m x 5,1 m.





4.7. Configurazione dell'impianto

Date le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici, degli inverter e dei trasformatori è possibile ottenere la configurazione elettrica dell'impianto, la quale è descritta nel presente paragrafo.

4.7.1. Configurazione stringa/inverter/trasformatore

Per definire il numero di moduli connessi in serie per il collegamento all'inverter è necessario verificare che la tensione ($V_{MPP}(T)$ e $V_{OC}(T)$) in corrispondenza dei valori minimi e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{MPP_{min}} \geq V_{inv_{MPPT_{min}}}$$

$$V_{MPP_{max}} \leq V_{inv_{MPPT_{max}}}$$

$$V_{OC_{max}} < V_{inv_{max}}$$

dove:

$V_{MPP_{min}}$ = tensione alla massima potenza calcolata nelle condizioni di temperatura minima;

$V_{MPP_{max}}$ = tensione alla massima potenza calcola nelle condizioni di temperatura massima;

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

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

$V_{OC_{max}}$ = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche calcolata nelle condizioni di temperatura massima;

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

Considerando una variazione percentuale della tensione alla massima potenza e a circuito aperto di ogni cella in funzione della temperatura rispettivamente pari a $-0,34\%/^{\circ}C$ ($V_{MPP\%}$) ed a $-0,25\%/^{\circ}C$ ($V_{OC\%}$) e i limiti di temperatura estremi pari a $-5^{\circ}C$ (dati di progetto) e $+60^{\circ}C$, V_{MPP} e V_{OC} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ($25^{\circ}C$). I valori di temperatura utilizzati come limiti estremi fanno riferimento alle condizioni ambientali della regione Sicilia, questi sono tuttavia ritenuti valori cautelativi per il corretto funzionamento dell'impianto. Per calcolare la variazione delle tensioni alla massima potenza e a circuito aperto si utilizza la seguente formula.

$$V_{MPP}(T) = (V_{MPP}(STC) + V_{MPP}(STC) * (-\frac{V_{MPP\%}}{100} * (T - 25))) * N$$

$$V_{OC}(T) = (V_{OC}(STC) + V_{OC}(STC) * (-\frac{V_{OC\%}}{100} * (T - 25))) * N$$

Dove N è il numero di moduli, dove nei calcoli seguenti sarà pari a 30.

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

Tipo Pannello	Vertex 670 W _p TSM-DEG21C.20		
Dati Pannelli			
Potenza Massima P _m (W)	P _m (W)	670	
Tensione MP	V _{MP} (V)	38,5	
Corrente MP	I _{MP} (A)	17,43	
Tensione Circuito Aperto	V _{OC} (V)	46,3	
Corrente Corto Circuito	I _{CC} (A)	18,55	
Coefficiente di Temperatura della V _{MPP}	(%/°C)	-0,34	
Coefficiente di Temperatura della I _{SC}	(%/°C)	0,04	
V _{OC} Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,25	
V _{MPP} (-5 °C)	V _{MP max}	1272,8	(V)
V _{MPP} (25 °C)		1155	(V)
V _{MPP} (60 °C)	V _{MP min}	1017,6	(V)
Tensione OC (-5 °C)	V _{OC max}	1493,2	(V)

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringa composta da 30 moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Per definire il numero di stringhe da connettere allo stesso inverter si è considerato il rapporto DC/AC, ovvero il rapporto tra potenza in corrente continua (DC) generata dalle stringhe e la potenza in corrente alternata (AC) in uscita dall'inverter, il cui valore deve essere circa pari 1,1 per buona norma di progettazione.

La configurazione tra gli inverter ed il trasformatore è stata effettuata sulla base della potenza apparente di entrambi i componenti. Data la potenza massima di 215 kVA che il singolo inverter può erogare e la potenza massima, nei due diversi casi di taglie adottate, che il trasformatore è capace di ricevere, si sono considerati un numero massimo di 29 inverter nel caso di trasformatore con potenza da 6300 kVA e di 15 inverter nel caso di trasformatore di 3250 kVA.

Sulla base delle considerazioni fatte è possibile garantire un corretto funzionamento dell'impianto. Di seguito viene descritta la configurazione generale dell'impianto.

4.7.2. Configurazione tecnica generale dell'impianto

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 12 Cabine di Sottocampo (CS), di cui 10 con trasformatore da 6300 kVA e 2 da 3250 kVA, 299 inverter e 3041 stringhe, suddivisi come di seguito indicato:

Transformer 1	28/29	5708,400	5600,000	1,020
Inverter TX1-INV 1	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX1-INV 2	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX1-INV 3	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX1-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 6	7	140,700	200,000	0,700
Inverter TX1-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 9	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX1-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 13	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX1-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 17	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 18	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 19	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX1-INV 20	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 21	12	241,200	200,000	1,210
Inverter TX1-INV 22	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX1-INV 23	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX1-INV 24	11	221,100	200,000	1,110

Inverter TX1-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 26	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 27	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX1-INV 28	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 2				
	28/29	5607,900	5600,000	1,000
Inverter TX2-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 3	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX2-INV 4	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX2-INV 5	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX2-INV 6	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX2-INV 7	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX2-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 9	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX2-INV 10	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX2-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 12	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX2-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 17	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 18	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 19	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX2-INV 20	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX2-INV 21	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX2-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 24	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX2-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 26	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 27	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX2-INV 28	9	180,900	200,000	0,900
Transformer 3				
	28/29	5628,000	5600,000	1,010
Inverter TX3-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 3	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 6	10	201,000	200,000	1,010

Inverter TX3-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 15	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX3-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 17	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX3-INV 18	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX3-INV 19	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 20	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 21	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 24	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX3-INV 26	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX3-INV 27	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX3-INV 28	11	221,100	200,000	1,110
Transformer 4	25/29	5286,300	5000,000	1,060
Inverter TX4-INV 1	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 2	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 3	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 4	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 5	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 6	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 10	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 11	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 12	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 14	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 17	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 18	10	201,000	200,000	1,010

Inverter TX4-INV 19	12	241,200	200,000	1,210
Inverter TX4-INV 20	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX4-INV 21	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 24	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX4-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 5				
	25/29	5205,900	5000,000	1,040
Inverter TX5-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 3	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 6	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX5-INV 17	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 18	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 19	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 20	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 21	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 22	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 23	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 24	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX5-INV 25	11	221,100	200,000	1,110
Transformer 6				
	26/29	5346,600	5200,000	1,030
Inverter TX6-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 3	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 6	10	201,000	200,000	1,010

Inverter TX6-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 15	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX6-INV 16	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX6-INV 17	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX6-INV 18	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX6-INV 19	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX6-INV 20	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX6-INV 21	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 24	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX6-INV 26	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 7				
	15/29	3095,400	3000,000	1,030
Inverter TX7-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 3	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 4	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX7-INV 5	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX7-INV 6	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 8	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX7-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 10	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX7-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX7-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 8				
	25/29	5205,900	5000,000	1,040
Inverter TX8-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 3	10	201,000	200,000	1,010

Inverter TX8-INV 4	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX8-INV 5	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX8-INV 6	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 8	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX8-INV 9	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX8-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 17	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 18	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 19	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 20	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 21	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX8-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX8-INV 23	12	241,200	200,000	1,210
Inverter TX8-INV 24	12	241,200	200,000	1,210
Inverter TX8-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 9				
	28/29	5587,800	5600,000	1,000
Inverter TX9-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 3	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 6	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 10	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX9-INV 11	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX9-INV 12	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX9-INV 13	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX9-INV 14	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX9-INV 15	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX9-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 17	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 18	10	201,000	200,000	1,010

Inverter TX9-INV 19	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 20	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 21	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 22	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX9-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 24	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 26	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 27	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX9-INV 28	9	180,900	200,000	0,900
Transformer 10				
	28/29	5668,200	5600,000	1,010
Inverter TX10-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 3	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 6	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 11	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX10-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 14	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX10-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 16	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX10-INV 17	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX10-INV 18	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 19	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 20	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 21	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 24	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 25	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 26	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 27	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX10-INV 28	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 11				
	15/29	3035,100	3000,000	1,010

Inverter TX11-INV 1	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 2	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 3	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX11-INV 4	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 5	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 6	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 10	9	180,900	200,000	0,900
Inverter TX11-INV 11	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX11-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX11-INV 15	10	201,000	200,000	1,010
Transformer 12	28/29	5748,600	5600,000	1,030
Inverter TX12-INV 1	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 2	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 3	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 4	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 5	6	120,600	200,000	0,600
Inverter TX12-INV 6	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 7	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 8	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 9	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 10	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 11	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 12	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 13	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 14	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 15	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 16	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 17	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 18	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 19	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 20	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 21	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 22	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 23	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 24	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 25	10	201,000	200,000	1,010

Inverter TX12-INV 26	10	201,000	200,000	1,010
Inverter TX12-INV 27	11	221,100	200,000	1,110
Inverter TX12-INV 28	10	201,000	200,000	1,010

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. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT ED AT

Per maggiori specifiche si rimanda all'elaborato "C21032S05-PD-RT-21-00 – Relazione Tecnica Calcoli Elettrici MT - AT".

5.1. Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito

La Norma CEI 11-17 al paragrafo 2.2.02 definisce le modalità di calcolo per la scelta del conduttore in relazioni a condizioni di sovracorrente. La scelta è fatta in modo tale che la temperatura del conduttore per effetto della sovracorrente non sia dannosa, come entità e durata, per l'isolamento o per gli altri materiali con cui il conduttore è in contatto o in prossimità.

Considerata la sovracorrente praticamente costante e il fenomeno termico sia di breve durata (cortocircuito) in modo da potersi considerare di puro accumulo (regime adiabatico), la sezione minima del conduttore può determinarsi mediante la seguente relazione:

$$S \geq \sqrt{\frac{I^2 * t}{K^2}}$$

Dove:

- S è la sezione del conduttore in mm²;
- Icc è la corrente di cortocircuito indicata dal distributore sul punto di connessione;
- t è la durata della corrente di cortocircuito, pari a 1 s (coincide con il tempo di eliminazione del guasto stabilito dal progettista);
- K costante termica del cavo scelto.

5.2. Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiego

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

e

$$I_f \leq 1,45 I_Z$$

Dove

- I_B = corrente d'impiego del cavo;
- I_N = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025;
- I_Z = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente);
- I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

5.3. Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio termico

La sezione del cavo viene scelta cautelativamente in maniera tale che la temperatura del conduttore, in funzione della corrente di impiego in regime permanente, sia inferiore a circa il 20% della temperatura massima ammissibile del conduttore stesso.

$$T_e = \left(\frac{I_B}{I_Z}\right)^2 * (T_{max} - T_{min}) + T_{min}$$

5.4. Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico

La sezione dei cavi viene dimensionata tenendo della Caduta di Tensione (C.d.T.), in modo tale che il valore percentuale sia inferiore al 2% nel caso della media tensione e 4% nel caso dell'alta tensione. La C.d.T. viene calcolata mediante le seguenti formule, a seconda dei casi:

Corrente Alternata Trifase:
$$\Delta V = \sqrt{3} * I * L * (R(T_e) * \cos\varphi + X * \sin\varphi)$$

Dove la resistenza viene calcolata in funzione della temperatura di esercizio.

5.5. Rete MT interna

La connessione delle diverse Cabine di Sottocampo, di Raccolta e di Centrale è stata effettuata, conformemente all'elaborato "C21032S05-PD-EE-15-00 – Schema Elettrico Unifilare", nel seguente modo:

- Le Cabine di Sottocampo sono collegate tra di loro alla rispettiva Cabina di Raccolta/Centrale mediante configurazione ad anello;
- Le Cabine di Raccolta sono collegate alla Cabina di Centrale tramite configurazione radiale;
- Nella Cabina di Centrale confluiscono quindi tutte le linee provenienti dalle diverse Cabine di Raccolta e dall'anello proveniente dalle Cabine di Sottocampo che si trovano nella stessa area. La Cabina di Centrale sarà poi collegata tramite linee MT al trasformatore AT/MT, il quale sarà successivamente collegato al Locale AT della CC tramite linee AT.

Ai fini del calcolo della sezione da assegnare alle diverse linee che compongono la rete MT, la sezione è stata calcolata 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 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 “C21032S05-PD-RT-21-00 – Relazione Tecnica Calcoli Elettrici MT - AT”.

5.5.1. 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 “C21032S05-PD-EE-19-00- Cavidotto AT ed MT - Sezioni Tipo”.

5.6. Rete AT

La Cabina di Centrale, la Cabina Utente per la Consegna e la CP sono collegate mediante linea AT in cavo interrato, conformemente all’elaborato “C21032S05-PD-EE-15-00 – Schema Elettrico Unifilare”. Ai fini del calcolo della sezione da assegnare alla rete, 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: $\cos\phi=0,9$, $\sin\phi=0,436$, $V_n=36.000$ V. Per maggiori informazioni riguardo il metodo di dimensionamento dei cavi AT si rimanda alla “C21032S05-PD-RT-21-00 – Relazione Tecnica Calcoli Elettrici MT - AT”.

5.6.1. 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.

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 AT sono riportate nell’elaborato “C21032S05-PD-EE-19-00- Cavidotto AT ed MT - Sezioni Tipo”.

6. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito (I_{SC}) degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente nelle condizioni d'uso (I_z), anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata. Ovvero deve risultare soddisfatta la seguente disequazione:

$$I_{SC} \leq I_z$$

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico di tipo C posto a valle dell'inverter agisce da rincalzo all'azione del dispositivo di protezione interno. Quest'ultimo deve avere un potere di interruzione superiore alla corrente di cortocircuito indicata dall'impresa distributrice nel punto di connessione.

7. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata è da considerarsi in bassa tensione. La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza".

8. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La parte di impianto che va dall'inverter ai quadri generali è assimilabile ad un sistema TN-S (TN-Separato). Ovvero si effettua il collegamento diretto a terra del neutro ed il collegamento delle masse al conduttore di protezione PE ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici).

Inoltre, la protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai dispositivi di protezione che intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

9. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dall'allegato di Terna A.68 "CENTRALI FOTOVOLTAICHE – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione, regolazione e controllo" il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 Vn;
- massima tensione: 1,15 Vn;
- minima frequenza: 47,5 Hz;
- massima frequenza: 51,5 Hz;

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

10. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI EN 50522. Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese

secondo la normativa vigente. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

11. SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare 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.

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.

12. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

12.1. 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.

12.2. 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:

- 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.

13. CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA'

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Impianto Agrivoltaico Agira

Variant: Nuova variante di simulazione

Unlimited sheds

System power: 61.12 MWp

Agira - Italy



Project: Impianto Agrivoltaico Agira

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Agira	Latitude 37.66 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 14.52 °E	
	Altitude 627 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Agira		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited sheds	
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Sheds	Mutual shadings of sheds	Unlimited load (grid)
tilt 28 °		
azimuth 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 91230 units	Nb. of units 299 units	
Pnom total 61.12 MWp	Pnom total 59.80 MWac	
	Pnom ratio 1.022	

Results summary

Produced Energy 102873 MWh/year	Specific production 1683 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.60 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8

**PVsyst V7.2.8**

VC0, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration			
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		999 units		Perez	
tilt	28 °	Unlimited sheds		Diffuse	
azimuth	0 °	Sizes		Circumsolar	
		Sheds spacing		separate	
		Collector width			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	6.7 °	Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
Bifacial system					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
Bifacial model geometry				Bifacial model definitions	
Sheds spacing	7.00 m	Ground albedo		0.30	
Sheds width	4.81 m	Bifaciality factor		70 %	
Limit profile angle	39.4 °	Rear shading factor		5.0 %	
GCR	68.7 %	Rear mismatch loss		10.0 %	
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction		0.0 %	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-670DEG21C.20	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	91230 units	Number of inverters	299 units
Nominal (STC)	61.12 MWp	Total power	59800 kWac
Modules	3041 Strings x 30 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	55.87 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
U mpp	1045 V		
I mpp	53462 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	61124 kWp	Total power	59800 kWac
Total	91230 modules	Nb. of inverters	299 units
Module area	283392 m²	Pnom ratio	1.02
Cell area	265534 m²		



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

Array losses

Thermal Loss factor

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

DC wiring losses

Global array res. 0.32 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): 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

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 2.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H0

Wire section (299 Inv.) Alu 299 x 3 x 240 mm²
Average wires length 486 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 27400 m
Loss Fraction 2.00 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 60033 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 5.00 kW/Inv.
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.28 mΩ/inv.
Loss Fraction 1.00 % at STC



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°39'20', Long=14°31'10', Alt=627m

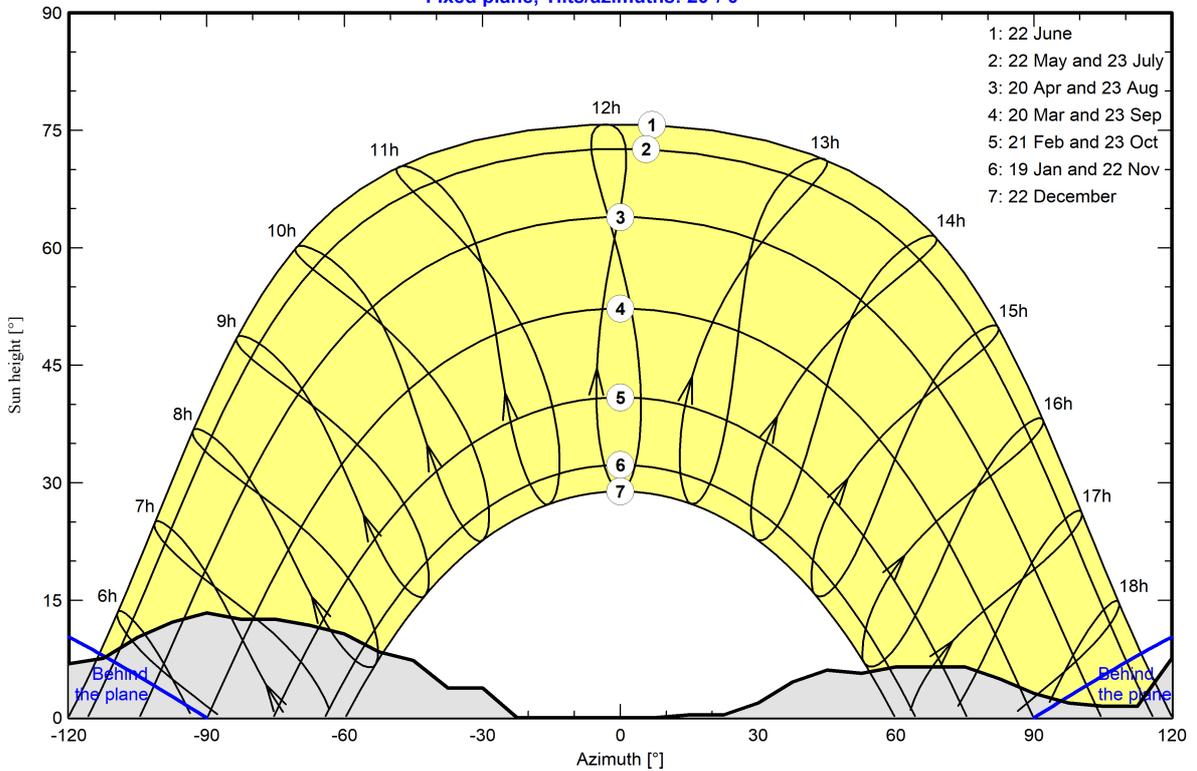
Average Height	6.7 °	Albedo Factor	0.87
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68
Height [°]	9.9	9.9	8.8	6.9	6.9	7.6	10.3	12.2	13.4	12.6	12.6	11.8
Azimuth [°]	-60	-53	-45	-38	-30	-23	8	15	23	30	38	45
Height [°]	10.7	8.4	7.3	3.8	3.8	0.0	0.0	0.4	0.4	1.9	4.6	6.1
Azimuth [°]	53	60	75	83	90	98	105	113	120	135	143	180
Height [°]	5.7	6.5	6.5	5.0	3.1	1.9	1.5	1.5	7.6	7.6	9.9	9.9

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°





Project: Impianto Agrivoltaico Agira

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

Main results

System Production

Produced Energy 102873 MWh/year

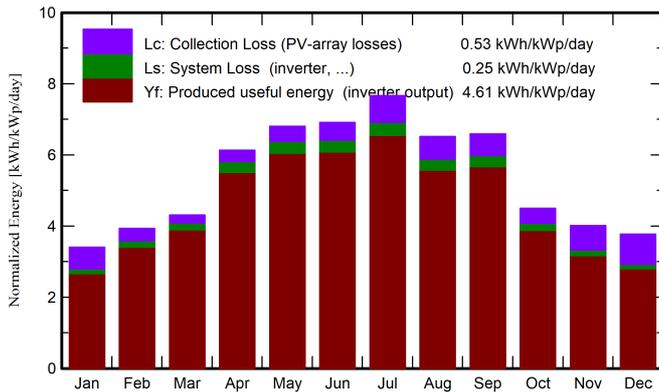
Specific production

1683 kWh/kWp/year

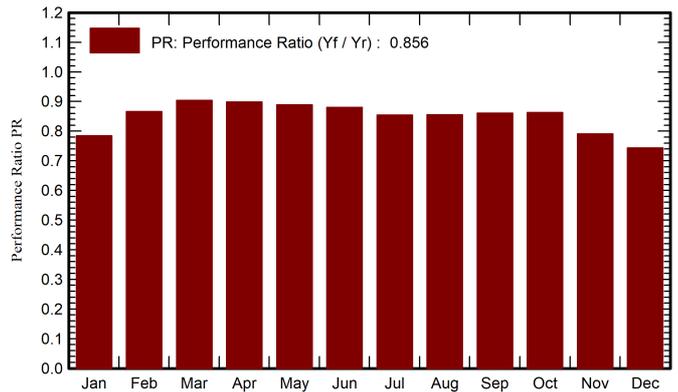
Performance Ratio PR

85.60 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



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	MWh	MWh	ratio
January	69.0	29.77	6.16	105.6	86.5	5311	5060	0.784
February	81.6	37.32	6.99	110.3	101.2	6142	5838	0.866
March	113.7	58.59	8.07	133.6	126.5	7761	7379	0.903
April	170.6	71.56	11.48	184.1	176.5	10665	10109	0.899
May	212.5	70.91	15.95	211.0	203.7	12101	11461	0.888
June	219.0	74.92	20.23	207.5	199.6	11768	11163	0.880
July	245.1	61.73	25.27	237.7	230.4	13118	12418	0.855
August	193.3	62.69	23.65	202.0	195.2	11158	10566	0.856
September	167.6	55.42	20.13	197.7	190.5	10980	10401	0.861
October	107.9	48.22	15.61	139.4	131.7	7736	7350	0.862
November	79.7	32.60	12.16	120.3	102.1	6110	5819	0.791
December	71.2	30.31	6.97	116.9	90.4	5554	5310	0.743
Year	1731.4	634.05	14.43	1966.1	1834.3	108405	102873	0.856

Legends

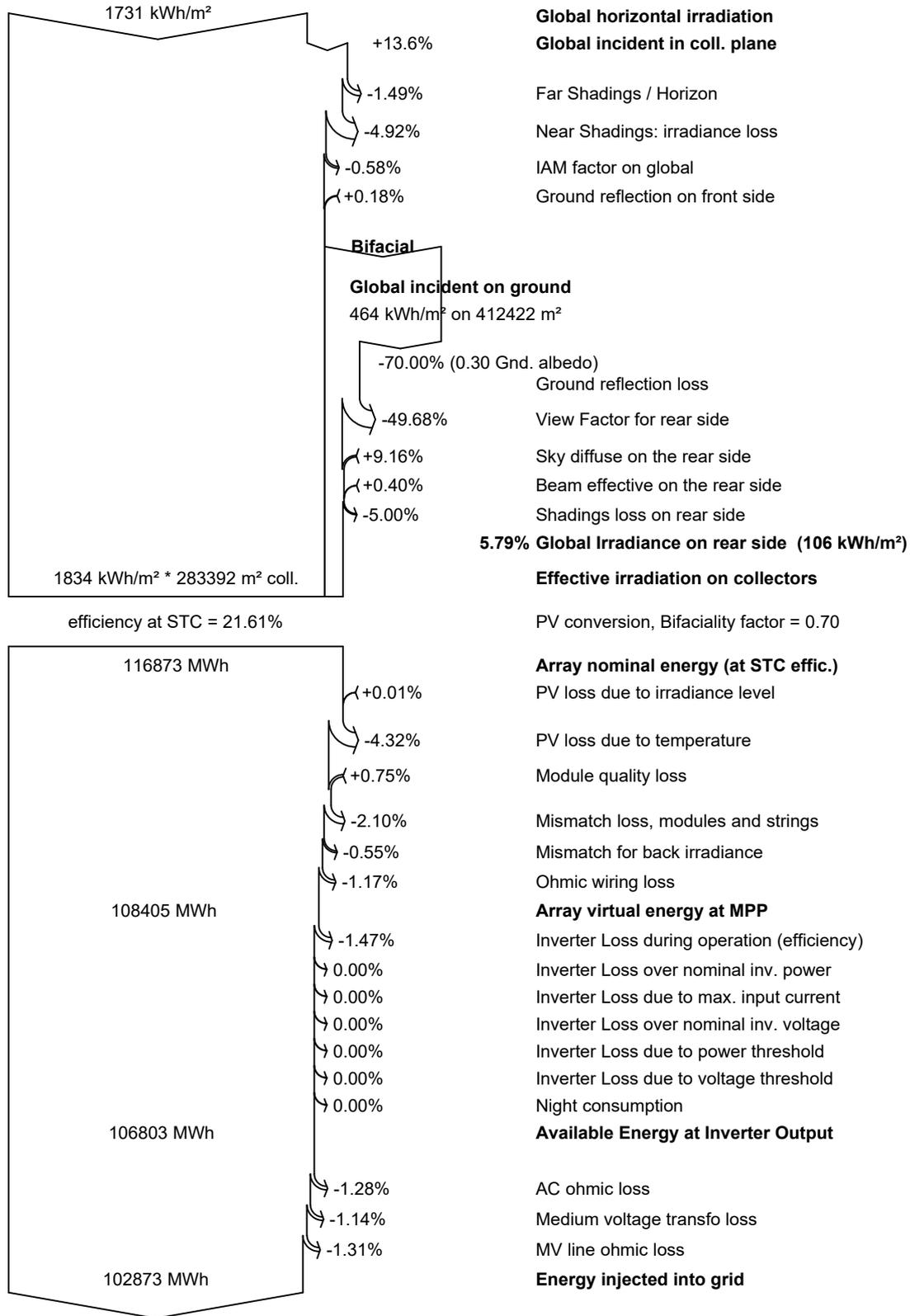
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

Loss diagram



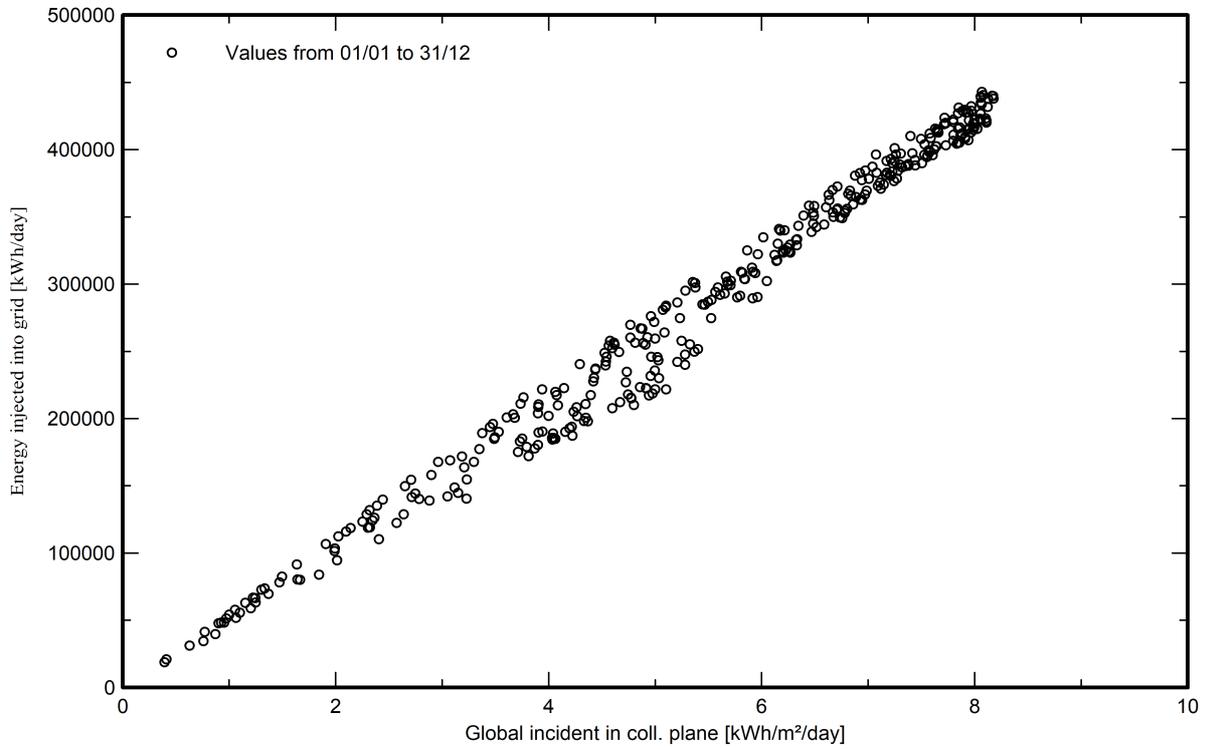


PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
31/03/23 16:12
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

