

REGIONE SICILIA

Libero Consorzio Comunale di Agrigento

COMUNE DI CAMMARATA



01	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	30/06/23	DI MAJO G.	BAIARDO G.	DENARO D.
00	EMISSIONE PER COMMENTI	16/06/23	DI MAJO G.	BAIARDO G.	DENARO D.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:		 DS ITALIA 12 S.r.l. Via del Plebiscito, 112, 00186 ROMA (RM) Partiva I.V.A. 16380551008 - P.E.C.: dsitalia12srl@legalmail.it			
Società di Progettazione:					
		Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409 Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it			
Progetto:		Progettista/Resp. Tecnico:			
IMPIANTO AGRIVOLTAICO "CAMMARATA"		Dott. Ing. Antonino Signorello Ordine degli Ingegneri della Provincia di Catania n° 6105 sez. A			
Elaborato:					
RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO					
Scala:	Nome DIS/FILE:	Allegato:	F.to:	Livello:	
N.A.	C 22016S05-PD-RT-18-01	1/1	A4	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.					
				 ISO 9001 BUREAU VERITAS Certification	
					

INDICE

1. PREMESSA.....	3
2. SCOPO.....	3
3. CONNESSIONE ALLA RTN (Codice Pratica: 202200970)	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.....	16
5. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT ED AT	21
5.1. Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito	21
5.2. Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiego	22
5.3. Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio termico.....	22
5.4. Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico.....	22
5.5. Rete MT interna	22
5.5.1. Sezione di posa tipo - Cavi MT	23
5.6. Rete AT	23
5.6.1. Sezione tipo - Cavi AT	23
6. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO.....	24
7. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	24
8. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	24
9. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	25
10. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	25
11. SISTEMA DI MONITORAGGIO	26
12. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	26
12.1. Impianto di illuminazione	26
12.2. Impianto di videosorveglianza	26
13. CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA'	27

1. PREMESSA

Per conto della società proponente, DS Italia 12 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 "Cammarata"** da realizzarsi nel territorio del Comune di Cammarata, appartenente al Libero Consorzio Comunale di Agrigento. Il progetto prevede l'installazione di n. 56.430 moduli fotovoltaici da 700 Wp ciascuno, su strutture fisse, per una potenza complessiva pari a 39.501 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 a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi - Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, e da ricollegare alla linea 150 kV compresa tra le stazioni RTN di Ciminna e Cammarata.

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.

2. SCOPO

Scopo della presente relazione è illustrare le caratteristiche generali ed elettriche dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare da 39501 kWp denominato **Impianto Agrivoltaico Cammarata**, che **DS Italia 12 S.r.l.** intende realizzare nei terreni del Comune di Cammarata, appartenente al Libero Consorzio Comunale di Agrigento (AG), al fine di connetterlo alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN).

3. CONNESSIONE ALLA RTN (Codice Pratica: 202200970)

Il preventivo di connessione prevede il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (Solare) con potenza nominale pari a 36 MW e potenza in immissione pari a 31,967 MW.

La Soluzione Tecnica Minima Generale per elaborata prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra– esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi - Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, e da ricollegare alla linea 150 kV compresa tra le stazioni RTN di Ciminna e Cammarata.

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 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.

4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

4.1. Criteri di localizzazione

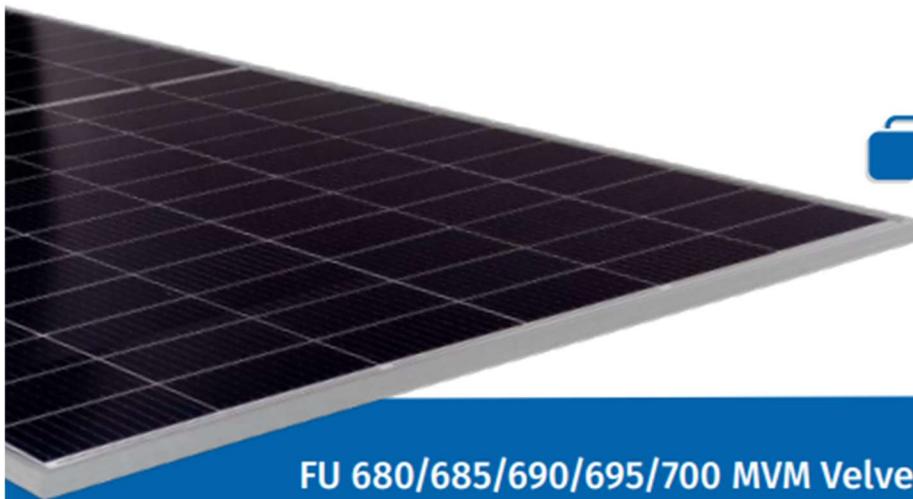
La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare, i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Sicilia.

4.2. Caratteristiche del generatore fotovoltaico

Il modulo scelto è il "FU 700 MVM Velvet Premium Max" della FuturaSun, il quale presenta una potenza di picco pari a $700 W_p$ ed un'efficienza 22,6 %, 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 $772 W_p$ 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 56430 moduli, montati con un'inclinazione di 23° su strutture fisse, per una potenza complessiva $39501 kW_p$.

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

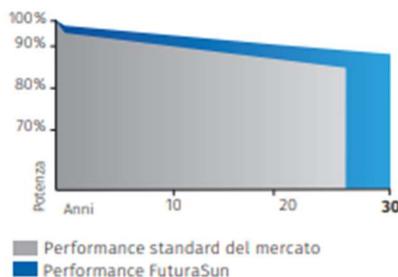


Velvet
Heterojunction

FU 680/685/690/695/700 MVM Velvet Premium Max
Celle Bifacciali eterogiunzione half-cut

GARANZIA

Diminuzione massima della potenza dal
2° anno 0,4%/anno
99% alla fine del primo anno
91% alla fine del 20° anno
88% alla fine del 30° anno



CERTIFICAZIONI

IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016
Reazione al fuoco - Classe 1



680-700 Wp

**GAMMA DI
POTENZA**

-0.26 %/°C

**COEFFICIENTE DI
TEMPERATURA**



**132 CELLE
BIFACCIALI MBB
HJT HALF-CUT**

CARATTERISTICHE GENERALI E VANTAGGI PRINCIPALI



• 30 anni di garanzia sul rendimento e 15 anni sul prodotto

• La combinazione della tecnologia half-cut e multi-busbar riduce la corrente operativa e la resistenza interna



• Efficienza del modulo fino al 22,5% pari a 225,0 Wp/m²

• Eccellente coefficiente di temperatura -0,26 %/°C



• Basso LCOE (Levelized Cost Of Energy), ridotto costi BOS (Balance Of System), tempo di ammortamento più breve

• Fattore di bifaccialità fino all'85%

• Il doppio vetro riduce la possibilità di micro-cracks, bave di lumaca e di corrosioni causate da umidità, sabbia e nebbia salina



• Migliore uniformità del colore, in particolare sul retro, grazie allo strato aggiuntivo di TCO

• Resistente al LID (Light Induced Degradation)

• Prestazioni migliorate in caso di ombreggiamento



Per informazioni dettagliate, consultare il manuale di installazione

Velvet Premium Max

SPECIFICHE GENERALI

Dimensioni	2384 x 1303 x 35 mm
Peso	38,7 kg
Vetro	Fronte - Vetro solare da 2,0 mm con ARC Retro - Vetro solare da 2,0 mm con pattern bianco
Celle	132 celle bifacciali half-cut HJT 210 x 105 mm
Bifaccialità	80 ± 5 %
Cornice	Telaio in alluminio anodizzato con fori di fissaggio e drenaggio
Scatola di giunzione	Certificato secondo IEC 62790, omologato IP67/ IP68, 3 diodi
Cavi e connettori	Cavo solare da 200 mm (lunghezza personalizzabile) assemblato con spine compatibili con MC4
Massima corrente inversa (Ir)	30 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Carico massimo (neve)	Carico di progetto: 3600 Pa 5400 Pa (incluso fattore di sicurezza 1,5)
Carico massimo (vento)	Carico di progetto: 1600 Pa 2400 Pa (incluso fattore di sicurezza 1,5)
Protection Class	II - conforme a IEC 61730

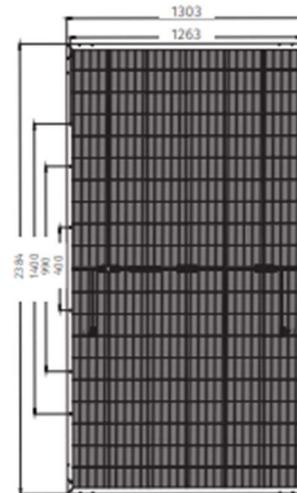


Foto: dimensioni max in un'installazione

CARATTERISTICHE ELETTRICHE - STC*		FU 680 MVM	FU 685 MVM	FU 690 MVM	FU 695 MVM	FU 700 MVM
Potenza del modulo (Pmax)	W	680	685	690	695	700
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	49,51	49,65	49,81	49,99	50,14
Corrente di corto circuito (Isc)	A	17,19	17,26	17,32	17,37	17,42
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	41,5	41,66	41,79	41,97	42,12
Corrente di massima potenza (Impp)	A	16,39	16,45	16,52	16,56	16,62
Efficienza modulo	%	21,9	22,1	22,2	22,4	22,5

CONDIZIONI BIFACCIALE STANDARD - BSTC**		FU 680 MVM	FU 685 MVM	FU 690 MVM	FU 695 MVM	FU 700 MVM
Potenza del modulo (Pmax)	W	750	756	761	767	772
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	49,51	49,65	49,82	49,97	50,14
Corrente di corto circuito (Isc)	A	18,95	19,05	19,1	19,18	19,21
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	41,48	41,66	41,82	41,94	42,12
Corrente di massima potenza (Impp)	A	18,09	18,35	18,21	18,29	18,33

CARATTERISTICHE OPERATIVE

Coefficiente di temperatura Isc	%/°C	0,04
Coefficiente di temperatura Voc	%/°C	-0,24
Coefficiente di temperatura Pmax	%/°C	-0,26
NOCT	°C	44 ± 2 °C
Temperatura di esercizio	°C	da -40 a +85

INFORMAZIONI SULL'IMBALLAGGIO

Quantità / Pallet	17 pz
Container 40' HQ	527 pz / 31 pallet

*Standard Test Conditions STC: 1000 W/m² - AM 1.5 - 25 °C - tolerance: Pmax (±3%) Voc (±4%) Isc (±5%)
 ** Bifacial Standard Test Conditions (BSTC) Front side irradiation 1000 Wp / sqm Back side reflection irradiation 135 Wp / sqm Ambient temperature 25 °C
 Notice: All data and specifications are preliminary and subject to change without notice



Riva del Pasubio, 14 35013 Cittadella (PD) Italy
Tel - 39 049 5979802 | www.futurasun.com
info@futurasun.it



Foto: dimensioni max in un'installazione

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 160 inverter, per una potenza nominale complessiva in AC di 32 MW.

Si precisa che la potenza nominale di 32MW è frutto, in questa fase, di una scelta progettuale; per raggiungere la potenza nominale prevista nell'STMG, in fase esecutiva, si potrà valutare la possibilità di aggiungere ulteriori inverter senza comportare varianti sostanziali al progetto definitivo.

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
Disconnect



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



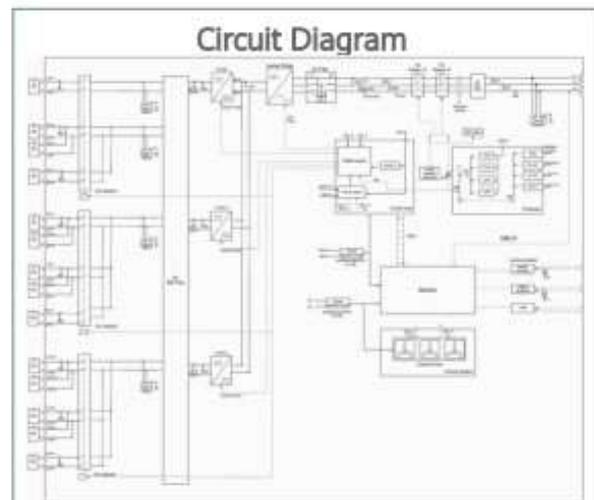
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

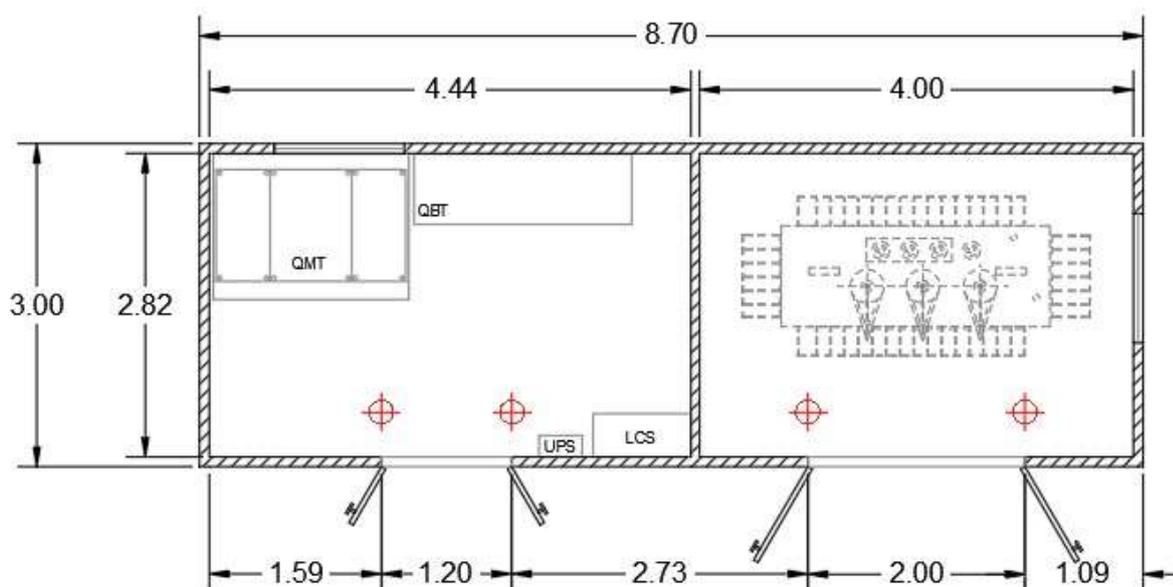
Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC 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 7 di potenza pari a 6300 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.



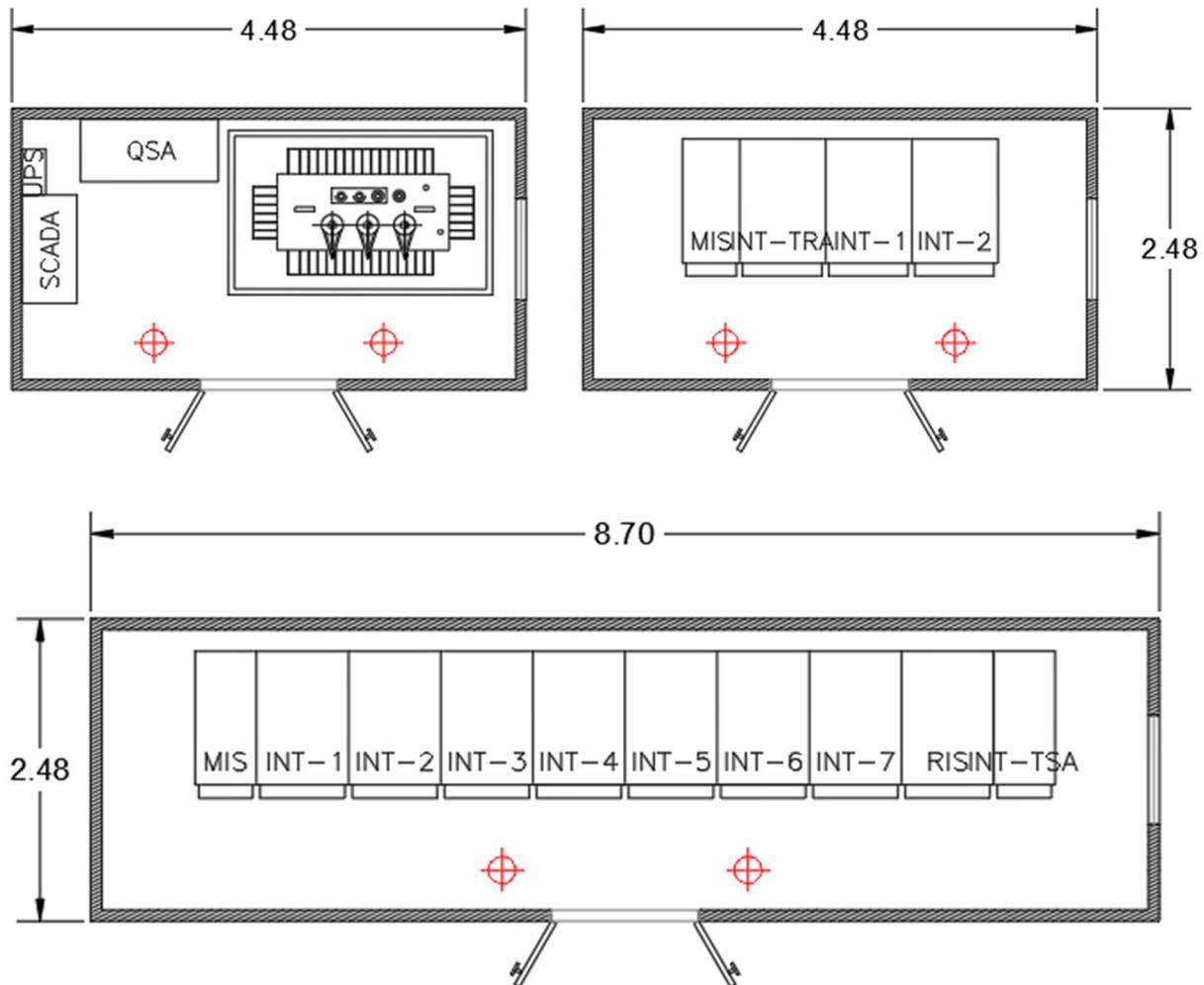
4.5. Caratteristiche tecniche della Cabina di Raccolta

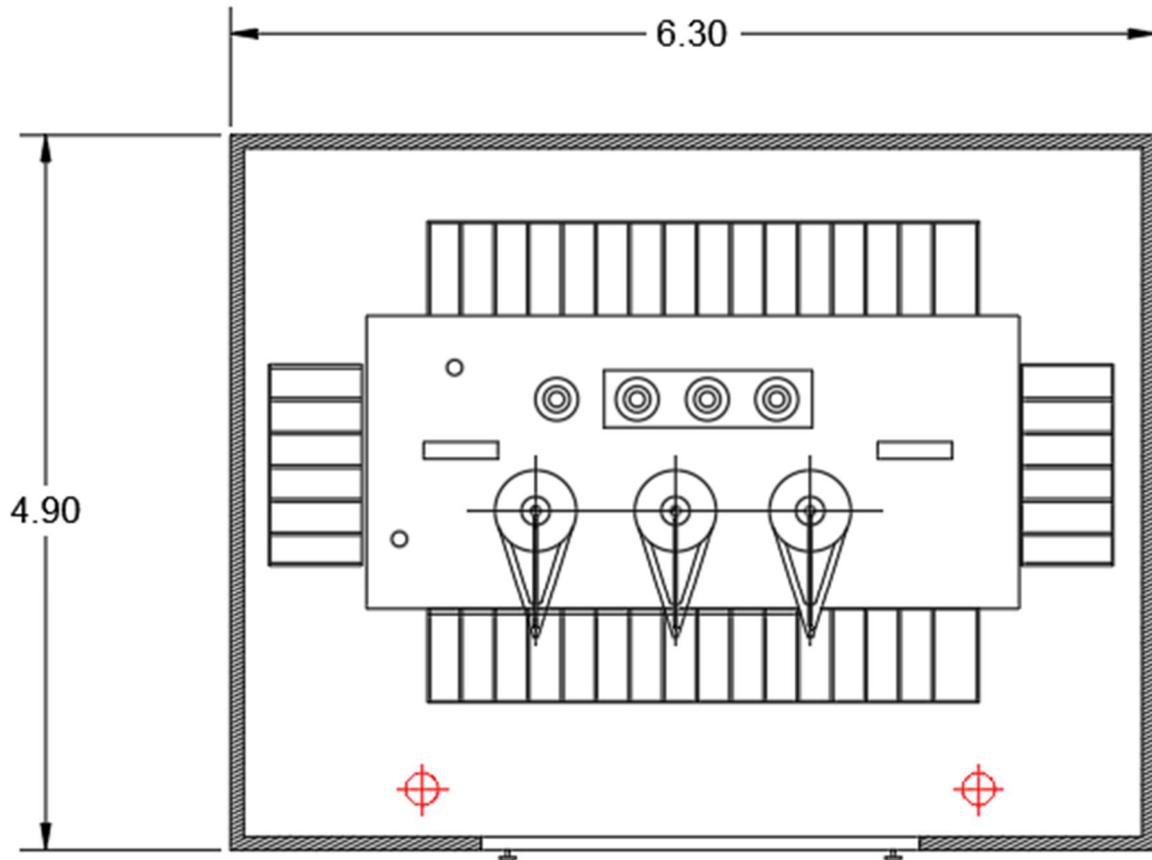
La Cabina di Raccolta è un prefabbricato standard all'interno del quale si trovano i seguenti componenti:

- 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.

- Locale trasformatore AT/MT, dove è installato un trasformatore per il passaggio 36 kV/30 kV della taglia di 40000 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 6,30 m x 4,9 m x 4,95 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;

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

$V_{inv_MPP_{T_{max}}}$ = 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.

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

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

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe 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 1,25 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 di 6300 kVA che il trasformatore è capace di ricevere, si sono considerati un numero massimo di 29 inverter.

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 7 sottocampi, ciascuno dei quali coincide con una Cabina di Sottocampo (CS), suddivisi come di seguito indicato:

Device	Device amount	DC power, kWp	AC power, kW	DC/AC
Transformer TR1	19/29	4788,000	3800,000	1,260
Inverter TS1-INV1	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV2	12	252,000	200,000	1,260

Inverter TS1-INV3	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV4	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV5	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV6	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV7	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV8	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV9	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV10	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV11	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV12	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV13	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV14	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV15	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV16	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV17	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV18	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS1-INV19	12	252,000	200,000	1,260
228				
Transformer TR2	20/29	4662,000	4000,000	1,170
Inverter TS2-INV1	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS2-INV2	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS2-INV3	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS2-INV4	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS2-INV5	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS2-INV6	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS2-INV7	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS2-INV8	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS2-INV9	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS2-INV10	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV11	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV12	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV13	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS2-INV14	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV15	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV16	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS2-INV17	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV18	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV19	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS2-INV20	12	252,000	200,000	1,260
222				

Transformer TR3	22/29	5376,000	4400,000	1,220
Inverter TS3-INV1	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS3-INV2	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS3-INV3	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS3-INV4	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS3-INV5	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS3-INV6	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS3-INV7	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV8	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV9	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV10	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV11	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV12	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV13	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV14	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS3-INV15	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV16	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV17	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV18	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV19	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV20	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV21	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS3-INV22	12	252,000	200,000	1,260
256				
Transformer TR4	22/29	5544,000	4400,000	1,260
Inverter TS4-INV1	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV2	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV3	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV4	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV5	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV6	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV7	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV8	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV9	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV10	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV11	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV12	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV13	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV14	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV15	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV16	12	252,000	200,000	1,260

Inverter TS4-INV17	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV18	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV19	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV20	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV21	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS4-INV22	12	252,000	200,000	1,260
264				
Transformer TR5	26/29	6552,000	5200,000	1,260
Inverter TS5-INV1	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV2	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV3	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV4	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV5	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV6	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV7	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV8	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV9	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV10	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV11	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV12	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV13	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV14	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV15	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV16	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV17	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV18	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV19	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV20	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV21	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV22	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV23	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV24	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV25	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS5-INV26	12	252,000	200,000	1,260
312				
Transformer TR6	26/29	6426,000	5200,000	1,240
Inverter TS6-INV1	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV2	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV3	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV4	12	252,000	200,000	1,260

Inverter TS6-INV5	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV6	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV7	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV8	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV9	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV10	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV11	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV12	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV13	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV14	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV15	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV16	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV17	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV18	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS6-INV19	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV20	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV21	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS6-INV22	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS6-INV23	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS6-INV24	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS6-INV25	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS6-INV26	11	231,000	200,000	1,160
306				
Transformer TR7	25/29	6153,000	5000,000	1,230
Inverter TS7-INV1	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV2	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV3	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS7-INV4	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS7-INV5	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV6	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV7	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV8	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV9	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV10	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV11	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV12	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV13	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV14	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV15	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV16	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV17	12	252,000	200,000	1,260

Inverter TS7-INV18	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV19	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV20	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV21	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV22	11	231,000	200,000	1,160
Inverter TS7-INV23	10	210,000	200,000	1,050
Inverter TS7-INV24	12	252,000	200,000	1,260
Inverter TS7-INV25	10	210,000	200,000	1,050
	293			

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 "C22016S05-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:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

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 "C22016S05-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;
- La Cabina di Raccolta è collegata alla Cabina di Centrale tramite configurazione radiale;
- Nella Cabina di Centrale confluiscono quindi tutte le linee provenienti dalla Cabina 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: $\cos\phi=0,95$, $\sin\phi=0,312$, $V_n=30.000$ V.

5.5.1. Sezione di posa 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.

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 "C22016S05-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: $\cos\phi=0,95$, $\sin\phi=0,312$, $V_n=36.000$ V.

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.

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 ricalzo 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 antiintrusione. 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'