



COMUNE DI ORDONA
PROVINCIA DI FOGGIA



Provincia di Foggia

"PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
AGROVOLTAICO AVANZATO CON ANNESSO
ALLEVAMENTO OVINO E RELATIVE OPERE
ED INFRASTRUTTURE CONNESSE DELLA POTENZA
COMPLESSIVA DI 57,348MWp - 50,000 MWac
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE "

PROGETTO MEDITERRANEA

Comune: Ordona (FG)
Fogli: 7 - 8

DITTA ORDONA SOLAR S.R.L.

ELABORATO: PD_56

Titolo dell'allegato:

RELAZIONE ELETTRICA GENERALE

SCALA: 1 : //

0	EMISSIONE	09/05/2024
REV	DESCRIZIONE	DATA

CARATTERISTICHE GENERALI D'IMPIANTO

AGROVOLTAICO
POTENZA: 50,000 MW

Il proponente:

ORDONA SOLAR S.R.L.
VIA L.CARIGLIA,22
P.IVA 04461640718
71121 Foggia FG



IDRI

Il Tecnico:



Sommario

Sommario.....	1
1. Premessa.....	2
2. Inquadramento dell'area e del territorio di intervento.....	2
3. Riferimenti normativi e legislativi.....	5
4. Caratteristiche del progetto.....	7
4.1. Modulo Fotovoltaico.....	7
4.2. Inseguitore monoassiale N-S.....	9
4.3. Inverter di stringa.....	10
4.4. Trasformatore.....	12
4.5. Cabina di Trasformazione AT/BT.....	12
4.6. Caratteristiche tecniche della Cabina di sottocampo.....	13
4.6.1 Trasformatore AT/BT.....	13
4.6.2 Quadro AT.....	16
4.6.3 Quadro BT.....	16
4.6.4 Trasformatore ausiliario BT/BT e quadro per i servizi ausiliari.....	17
4.7 Cabina di raccolta.....	17
4.7.1 Quadri di distribuzione AT.....	18
4.7.2 Trasformatore ausiliario AT/BT e quadro per i servizi ausiliari.....	18
5. Dimensionamento dei cavi.....	19
5.1 Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito.....	19
5.2 Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiago.....	20
5.3 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio termico.....	20
5.4 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico.....	20
5.5 Cavidotto interno BT.....	21
5.6 Cavidotto interno/esterno AT.....	23
6. Protezione contro il corto circuito.....	27
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.....	28
10. Impianto di messa a terra.....	29
11. Sistema di monitoraggio.....	30
12. Tempi di esecuzione.....	30

1. Premessa

Il presente Progetto rappresenta la costruzione di un "Impianto Agrovoltaiico di tipo avanzato a terra di potenza complessiva d'immissione pari a 57.348,62 kWdc – 50.000,00 kWac in agro di Ortona in provincia di Foggia.

Il presente progetto è stato redatto nel rispetto dei requisiti e delle indicazioni riportate nel documento "Linee Guida in materia di impianti Agrivoltaici" pubblicato a Giugno 2022 dal gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della Transizione Ecologica – Dipartimento per l'energia composto dal CREA Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A., ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile e RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.a.

L'obiettivo finale prefissato dal seguente progetto è quello di realizzare un impianto agrovoltaiico sostenibile di tipo avanzato, garantendo la continuità agronomica, ottimizzando ed utilizzando in modo efficiente ed efficace il territorio e l'area d'impianto scelta, producendo energia elettrica pulita, senza emissione di gas serra e, allo stesso tempo, garantendo una remunerazione ottimale alle attività agricole presenti sul territorio.

2. Inquadramento dell'area e del territorio di intervento

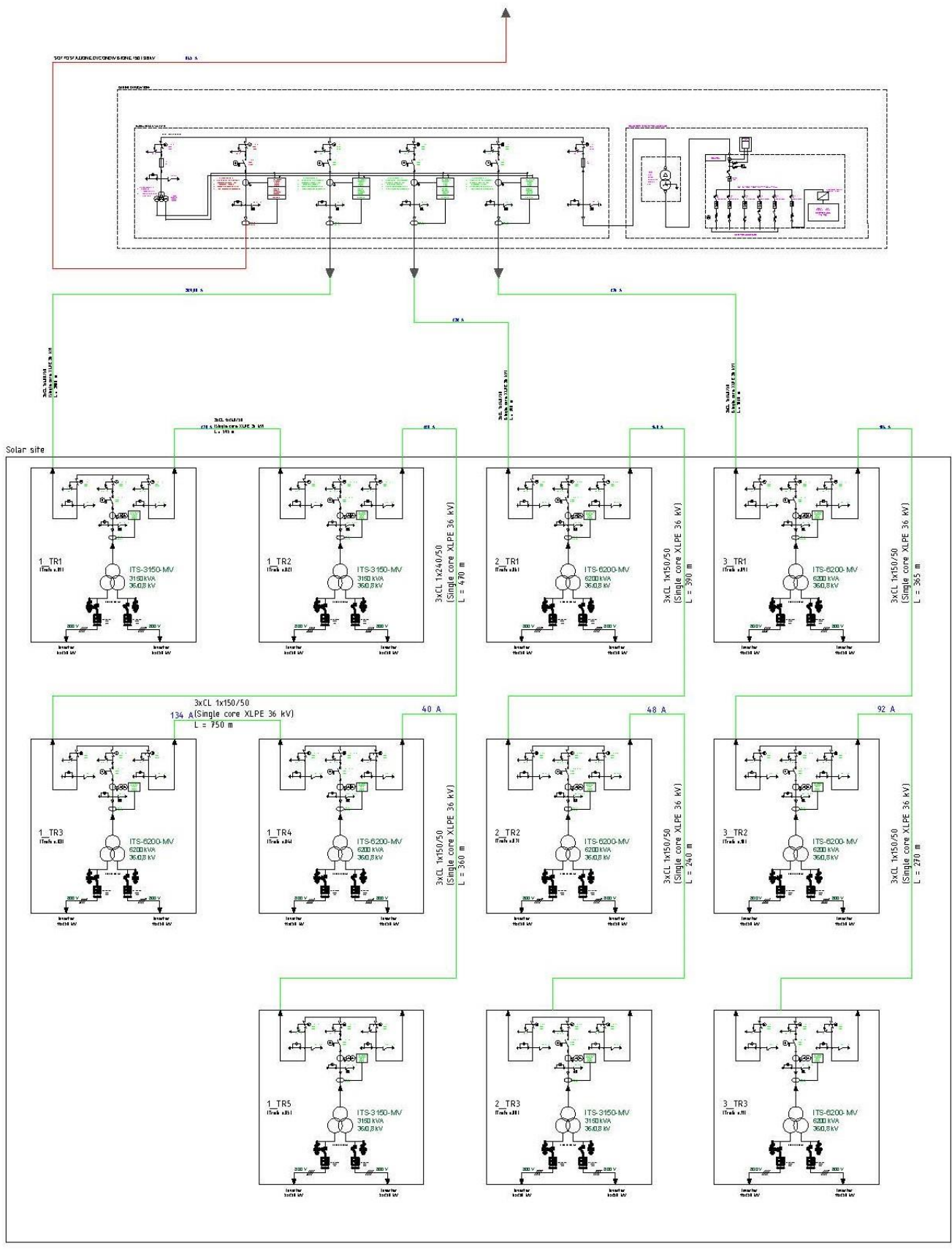
L'area di intervento è sita nel territorio comunale di Foggia in Località "Ortona" nei pressi della Strada Provinciale 110.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da due lotti.

Il lotto n°1 sarà costituito da 5 sottocampi connessi alla cabina di raccolta (presente sul lotto n°2) a 36Kv con potenza complessiva 21.853,58 kWdc e 19.500,00 kWac.

Il lotto n°2 sarà costituito da 6 sottocampi connessi alla cabina di raccolta (presente sullo stesso lotto) a 36Kv con potenza complessiva 35.495,04 kWdc e 30.500 kWac.

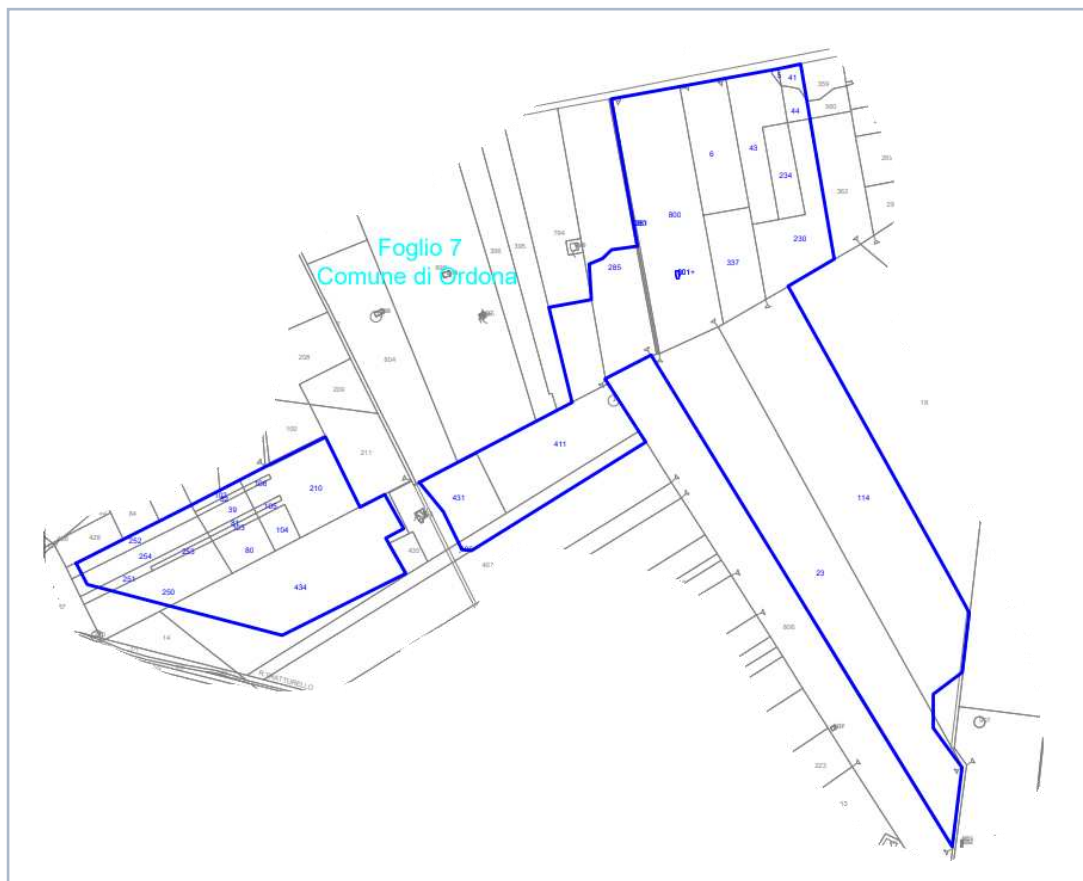
La cabina di raccolta raccoglierà le n.3 linee provenienti dagli 11 sottocampi per essere infine tecnicamente connessa, mediante una linea di connessione interrata in AT a 36kV lungo viabilità pubblica di lunghezza pari a circa 9,4 km fino alla futura stazione di trasformazione della RTN "Castelluccio dei Sauri", come rappresentato nello schema unifilare di seguito riportato.



L'area di intervento è censita nel catasto del Comune di Ortona (FG), nello specifico:

Fg.7 p.lle 5 - 6 - 14 - 23 - 39 - 41 - 43 - 44 - 80 - 81 - 82 - 102 - 103 - 104 - 105 - 106 - 114 - 210 - 230 - 234 - 250 - 251 - 252 - 253 - 254 - 280 - 281 - 285 - 337 - 406 - 411 - 431 - 433 - 434 - 435 - 794 - 800 - 801; Fg.8 p.lle 27 - 393 - 394 - 678 - 679 - 680 - 692 - 819 - 822 - 823 - 824 - 825 -

Come da inquadramento catastale di seguito riportato.



Inquadramento Progetto su Catastale

3. Riferimenti normativi e legislativi

Linee Guida in materia di impianti Agrivoltaici” pubblicato a Giugno 2022 dal gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della Transizione Ecologica – Dipartimento per l’energia composto dal CREA Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria, GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A., ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile e RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.a.

Le soluzioni tecniche ed i materiali utilizzati che saranno adottate per l’installazione, risulteranno rispondenti alle più innovative tecnologie rispondenti alla più aggiornata normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

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.

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 per la sicurezza:

- ✓ D.LGS n. 81 del 9 aprile 2008 "Testo unico sulla sicurezza".

4. Caratteristiche del progetto

La potenza nominale dell'impianto fotovoltaico è 57.348,62 kWdc e la potenza picco è 50.000,00 kWac, che risulta un rapporto medio DC/AC di 1,15.

La descrizione del progetto potrebbe essere soggetta a cambiamenti nelle successive fasi di sviluppo del progetto.

I componenti principali usati per convertire l'energia solare in elettricità sono:

- ✓ Moduli fotovoltaici, che convertono la radiazione solare in corrente continua;
- ✓ Inseguitore mono-assiale, che serve da supporto e orienta i moduli fotovoltaici per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie dei moduli fotovoltaici durante il giorno;
- ✓ Inverter di stringa, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC;
- ✓ Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa a media tensione;
- ✓ Cabine di trasformazione AT/BT, che contengono la attrezzatura necessaria per convertire la corrente continua in corrente alternata.

4.1. Modulo Fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico selezionato è il modello Bifacciale RSM132-8-680-710BHDG, prodotto da Hyper-ion. Ha una potenza picco di 695.0 W, e la tecnologia delle celle è Si-mono.

Le caratteristiche dei moduli fotovoltaici scelti sono mostrate nella Tabella che segue.

Il modulo ha un fattore di bifaccialità dell'80.00 %.

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Type	RSM132-4-680BHDC	RSM132-4-685BHDC	RSM132-4-690BHDC	RSM132-4-695BHDC	RSM132-4-700BHDC	RSM132-4-705BHDC	RSM132-4-710BHDC
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	680	685	690	695	700	705	710
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83	49.92	50.01
Short Circuit Current-Isc(A)	17.48	17.56	17.66	17.74	17.82	17.91	18.00
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78	41.86	41.93
Maximum Power Current-Impp(A)	16.41	16.50	16.60	16.68	16.77	16.86	16.95
Module Efficiency (%) *	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5	22.7	22.9

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 85±10(%) * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power-Pmax (Wp)	748	754	759	765	770	776	781
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83	49.92	50.01
Short Circuit Current-Isc(A)	19.23	19.32	19.43	19.51	19.60	19.70	19.80
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78	41.86	41.93
Maximum Power Current-Impp(A)	18.05	18.15	18.26	18.35	18.44	18.55	18.65

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Type	RSM132-4-680BHDC	RSM132-4-685BHDC	RSM132-4-690BHDC	RSM132-4-695BHDC	RSM132-4-700BHDC	RSM132-4-705BHDC	RSM132-4-710BHDC
Maximum Power-Pmax (Wp)	519.3	523.0	527.2	530.9	534.5	538.0	542.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.35	46.44	46.52	46.61	46.69	46.78	46.86
Short Circuit Current-Isc (A)	14.34	14.40	14.48	14.55	14.61	14.68	14.76
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.78	38.85	38.93	39.00	39.07	39.14	39.21
Maximum Power Current-Impp (A)	13.39	13.46	13.54	13.61	13.68	13.76	13.83

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	HJT cell
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×33mm
Weight	37.5kg
Superstrate	High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² , Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included), or customized length
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	594
Number of modules per pallet	33
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1125×2520
Box gross weight[kg]	1289

Tabella: Scheda Tecnica dei Moduli

Un esempio di modulo Bifacciale Si-mono è mostrato nella Figura che segue.



Esempio di un modulo fotovoltaico Bifacciale Si-mono

4.2. Inseguitore mono-assiale N-S

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari mono-assiali orientati Nord-Sud, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra. Un esempio di un inseguitore mono-assiale è mostrato nella Figura che segue.



Esempio di inseguitore mono-assiale

Gli inseguitori mono-assiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello fotovoltaico. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno. Le principali caratteristiche del sistema di localizzazione sono riassunte nella Tabella che segue.

Tabella: Principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	Tracker
Produttore	Axial
Tecnologia	Single-row
Configurazione	1V
Angoli limite d'inseguimento	+55 / -55 °
Numero di moduli per fila	48 moduli (massimo 56 moduli)
Altezza del punto più basso	1.30 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza aggiuntiva per il motore	408.0 mm
Distanza aggiuntiva per travi di torsione	306.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	22.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

4.3. Inverter di stringa

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- ✓ Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del campo DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative;
- ✓ Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- ✓



Esempio di inverter di stringa

Nella Tabella che segue si mostrano le principali caratteristiche dell'inverter selezionato.

Input (DC)		SP-275K-III
Max. PV input voltage		1500V
MPPT Max. input current		40A*12
Rated input voltage		1080V
MPP voltage range		500~1500V
MPP voltage range for nominal power		880~1300V
Number of MPPT trackers		12
Max. number of PV strings per MPPT		2
Output (AC)		
Rated output power		275kW@30°C/250kW@45°C/225kW@50°C
Max. output power		275kW
Rated grid voltage		800V
Grid voltage range		680~880V
Max. output current		198.5A
Rated grid frequency / range		50Hz/45~55Hz, 60Hz/55~65Hz
Output current harmonic(at nominal power)		<3%
Power factor at nominal power / range		>0.99/0.8leading to 0.8lagging
Protection		
DC reverse connection protection		Yes
Overvoltage protection		DC Type II/AC Type II
Leakage current protection		Yes
Grid monitoring		Yes
Insulation monitoring		Yes
Anti-island protection		Yes
Efficiency		
Max. efficiency		99.03%
EU efficiency		98.80%
General Data		
Isolation method		Transformerless
Self-consuming in night		<3.5W
Protection level		IP66
Temperature		-30°C ~ +60°C
Allowed humidity(non condensing)		0-100%
Cooling mode		Temperature controlled forced air cooling
Max.operating altitude		5000m (>4000m derating)
Communication port		Standard: PLC, Optional: RS485
Dimensions (W×H×D)		1180×733×350mm
Weight		130kg

Tabella: Scheda Tecnica dell'inverter

4.4. Trasformatore

Il trasformatore di potenza aumenta la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico. Si mostra nella Figura che segue un esempio del trasformatore di potenza.



Esempio del trasformatore di potenza

4.5. Cabina di Trasformazione AT/BT

Le cabine di trasformazione AT/BT sono edifici o containers interni. La tensione dell'energia raccolta dal campo solare viene aumentata a un livello superiore, allo scopo di facilitare l'evacuazione dell'energia generata.

I trasformatori di potenza saranno posizionati nella cabina di trasformazione.



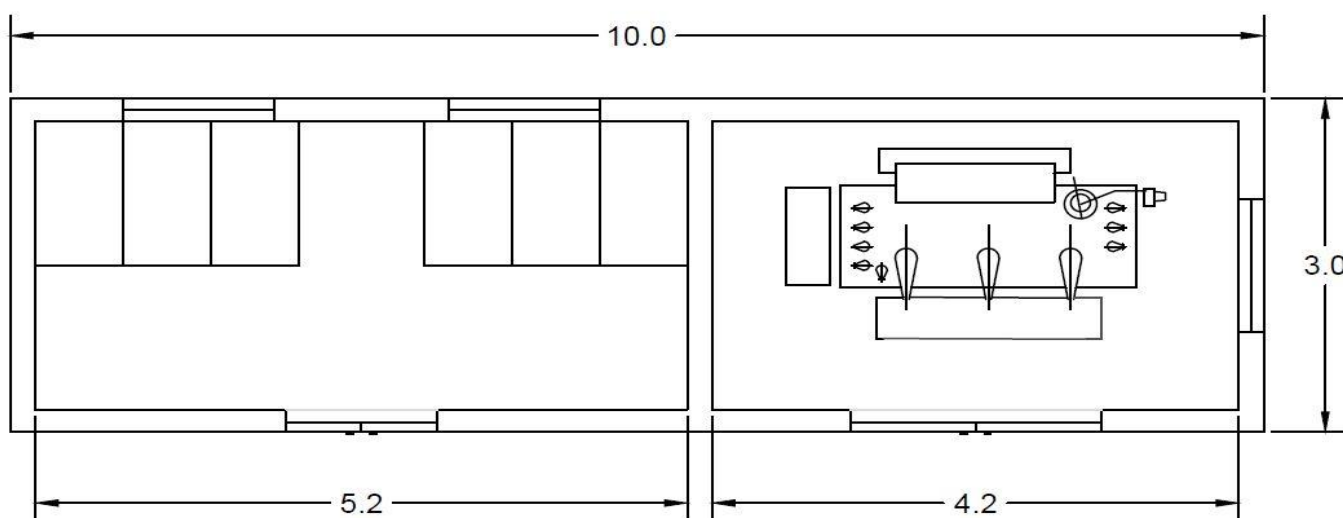
Esempio di una cabina di trasformazione

La cabina di trasformazione deve essere fornita con interruttori di media tensione che includano un'unità di protezione del trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione diretta in uscita e le piastre elettriche. In particolare, per la prima cabina di trasformazione di ogni linea AT, l'unità di ingresso diretto non verrà installata.

4.6. Caratteristiche tecniche della Cabina di sottocampo

La cabina di sottocampo è un prefabbricato all'interno del quale si trovano i seguenti componenti elettromeccanici:

- Quadri di bassa tensione, per l'arrivo degli inverter;
- Quadri in alta tensione, di cui 2 per l'arrivo/partenza delle linee in alta tensione ed un quadro per il trasformatore BT/AT;
- Un trasformatore BT/AT, per l'elevazione della tensione dell'energia elettrica in uscita dagli inverter, pari a 800 V, ad una tensione di 36 kV.



Planimetria cabina di sottocampo

4.6.1 Trasformatore AT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica erogata dagli inverter sulla rete di elettrica è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 36kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori AT/BT.

A seconda delle caratteristiche del sottocampo verranno installati due tipi di trasformatori.

Il modello ITS-3150-MV le cui per i sottocampi di potenza 3.000,00 kWac, ed il modello ITS-6200-MV per i sottocampi di potenza 5.500,00 kWac.

Le caratteristiche tecniche dei trasformatori sono di seguito riportati:

Input (DC)		ITS-3150-MV
AC power		3096kVA@40 °C
Max. AC power		3300kVA@30 °C
Max. Inverters Quality		12
Rated Input voltage		800V
LV Main switches		ACB(3200A*1/800V/3P), MCCB (250A*12/800V/3P)
Output (AC)		
Rated AC output Voltage		36kV
Transformer Type		Oil-immersed
Transformer Vector Group		Dy11
Rated grid frequency/range		50Hz/45-55Hz,60Hz/55-65
Transformer Tappings		±2x2.5%
Impedance		8%(±10%)
MV Switchgear Type		SF6 Gas Insulated,3 feeders
Protection		
AC input protection		Circuit breaker
Transformer protection		Oil-temperature, Oil-level, Oil-pressure and Buchholz
AC MV output protection		Circuit breaker
LV Overvoltage protection		Type II(Optional: Type I+II)
MV Relay Protection		50/51, 50N/51N, (Optional: 50G/51G)
Internal arcing fault		IAC AFL 20kA /1s
General Data		
Degree of protection		IP54
Weight		13.8T
Auxiliary power supply		5kVA
Temperature		-30 to+60 °C
Allowed humidity(non condensing)		0-95%
Transformer Cooling mode		ONAN (Oil Natural Air Natural)
Max.operating altitude		2000m(standard) / > 2000m (Optional)
Dimensions (WxHxD)		6058 x 2896 x 2438 mm
Communication port		RS485/Ethernet

ITS-3150-MV

Input (DC)		ITS-6200-MV
AC power		6192kVA@40°C
Max. AC power		6600kVA@30°C
Max. Inverters Quality		24
Rated Input voltage		800V
LV Main switches		ACB(3200A*2/800V/3P), MCCB (250A*24/800V/3P)
Output (AC)		
Rated AC output Voltage		36kV
Transformer Type		Oil-immersed
Transformer Vector Group		Dy11y11
Rated grid frequency/range		50Hz/45~55Hz,60Hz/55~65
Transformer Tappings		±2x2.5%
Impedance		8%(±10%)
MV Switchgear Type		SF6 Gas Insulated,3 feeders
Protection		
AC input protection		Circuit breaker
Transformer protection		Oil-temperature, Oil-level, Oil-pressure and Buchholz
AC MV output protection		Circuit breaker
LV Overvoltage protection		Type II(Optional: Type I+II)
MV Relay Protection		50/51, 50N/51N, (Optional: 50G/51G)
Internal arcing fault		IAC AFL 20kA /1s
General Data		
Degree of protection		IP54
Weight		18T
Auxiliary power supply		5kVA
Temperature		-30 to+60°C
Allowed humidity(non condensing)		0-95%
Transformer Cooling mode		ONAN (Oil Natural Air Natural)
Max.operating altitude		2000m(standard) / > 2000m (Optional)
Dimensions (WxHxD)		6058 x 2896 x 2438 mm
Communication port		RS485/Ethernet

ITS-6200-MV

Tutti i trasformatori AT/BT elevatori saranno a doppio secondario con tensione di 800V ed avranno una tensione al primario di 36 kV e avranno le caratteristiche indicate di seguito:

- tipo in OLIO
- frequenza nominale 50 Hz

- campo di regolazione tensione maggiore +/- 2x2,5%
- simbolo di collegamento Dy 11y11
- collegamento secondario stella
- collegamento primario triangolo
- installazione esterna
- grado protezione dell'involucro esterno IP54
- tipo raffreddamento olio minerale
- altitudine sul livello del mare $\leq 2000\text{m}$
- impedenza di corto circuito a 75°C 8%

4.6.2 Quadro AT

Si prevede l'impiego di quadri AT 40,5kV 20kA di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione e trasformazione per quanto in progetto. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico di alta tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- scomparto di protezione del trasformatore AT/BT;
- scomparto di protezione con interruttore generale sulla ripartenza linea;
- scomparto di misura (ove previsto).

Gli scomparti di protezione saranno dotati di protezione sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente (50 e 51, 51N).

4.6.3 Quadro BT

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico. Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23 - 3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17 - 5. Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di

trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.

4.6.4 Trasformatore ausiliario BT/BT e quadro per i servizi ausiliari

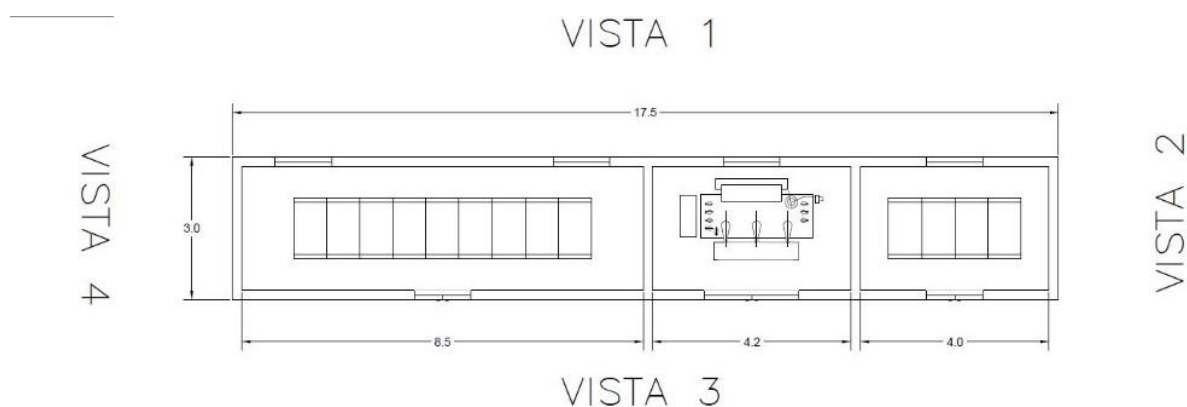
Sono previsti, inoltre, degli scomparti servizi ausiliari in ciascuna cabina di trasformazione AT/BT, all'interno di ognuno dei quali verrà installato un trasformatore ausiliario BT/BT 800/400V da 5-50 kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

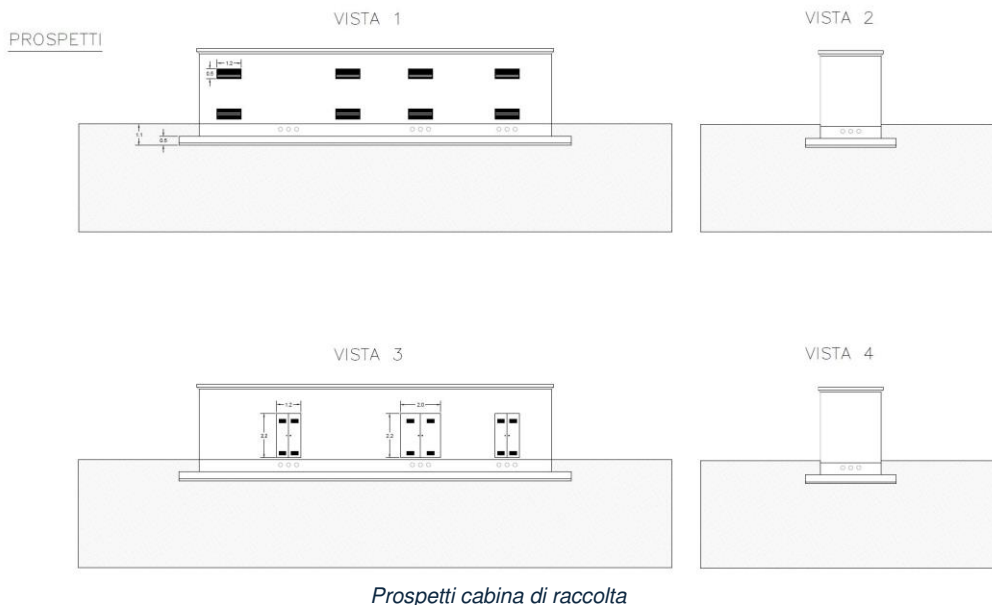
- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori AT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- ventilatori;
- data-logger.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

4.7 Cabina di raccolta

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà trasportata tramite il cavidotto AT interrato dalle singole cabine di sottocampo fino alla cabina di raccolta, dove l'energia verrà convogliata ed inviata alla futura stazione Terna di Castelluccio dei Sauri tramite cavidotto AT.





4.7.1 Quadri di distribuzione AT

Si prevede l'impiego di quadri AT di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione per quanto in progetto, la tensione nominale dei quadri AT sarà 40,5 kV. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico di alta tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea;
- scomparto shunt di compensazione arrivo linea;
- scomparto protezione generale;
- scomparto di misura (ove previsto);
- scomparti partenza linee;
- scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di protezione generale conterrà un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente. Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di alta tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di alta tensione installato all'interno della corrispondente cabina di trasformazione (nel caso delle cabine di ricezione di campo) o di ricezione di campo.

Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra.

Saranno protetti da scaricatori contro le scariche atmosferiche.

4.7.2 Trasformatore ausiliario AT/BT e quadro per i servizi ausiliari

È previsto installare nello scomparto servizi ausiliari in ciascuna cabina di ricezione, un trasformatore AT/BT da 50kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori AT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- impianto illuminazione perimetrale;
- impianto di videosorveglianza;
- dispositivo di monitoraggio delle performance;
- dispositivi di comunicazione e dati.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

Le cabine di ricezione saranno dotate di locale controllo e monitoraggio, contenente al loro interne le seguenti apparecchiature principali:

- quadro di bassa tensione dei sistemi ausiliari;
- rack sistema di videosorveglianza;
- rack sistema informatico per comunicazione dati;
- postazione operatore;
- climatizzatore;
- UPS.

5. Dimensionamento dei cavi

5.1 Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito

La Norma CEI 11-17 definisce le modalità di calcolo per la scelta del conduttore in relazione alle 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:

$$S P e(i^2 * t)/K^2$$

Dove:

- **S** è la sezione del conduttore in mmq;
- **I_{cc}** è la corrente di cortocircuito indicata dal distributore sul punto di connessione;
- **t** è la durata della corrente di cortocircuito, pari a 1 s;
- **K** costante termica del cavo scelto.

5.2 Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiego

La sezione 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 i 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** è la corrente di impiego del cavo;
- **I_N** è la 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** è la portata del cavo nella condizione d'installazione specifica (tipo di posa e temperatura ambientale);
- **I_f** è la 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 al 20 % della temperatura massima ammissibile del conduttore stesso.

$$T_e = (I_B/I_z)^2 * (T_{max} - T_{min}) + T_{min}$$

5.4 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico

La sezione dei cavi viene dimensionata tenendo conto della caduta di tensione (C.d.T), in modo tale che il valore percentuale sia inferiore al 1% nel caso della bassa tensione e il 4% nel caso dell'alta tensione.

La C.d.T. viene calcolata mediante le seguenti formule, a seconda dei casi:

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

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

5.5 Cavidotto interno BT

I cavi BT saranno del tipo H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc, cavi bassa tensione - per impianti fotovoltaici - zero alogeni;

1. CONDUTTORE

1.1. Materiale: Rame stagnato, formazione flessibile, classe 5.

2. ISOLANTE

2.1. Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2;

2.2. Colore: naturale;

2.3. CEI EN 50618.

3. GUAINA ESTERNA

3.1. Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2;

3.2. Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015;

3.3. CEI EN 50618;

3.4. Bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi, non propaganti la fiamma, resistenti ai raggi UV.

Tensione nominale: U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVcc;

Tensione massima: 1,2 kVac 1,8 kVcc;

Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc;

Temperatura massima di esercizio: 90°C;

Temperatura minima di posa: -25°C;

Temperatura massima di corto circuito: 250°C;

Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo.

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$

$$\Delta V \% \leq 1\%$$

dove:

- **I_b** è la corrente di impiego del cavo;

- **I_z** è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;

- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva IZ che può essere ricavata, a partire dalla corrente I0, tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

I0 =portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;

K1 =fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;

K2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;

K3 =fattore di correzione per profondità di posa;

K4 =fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.



Formazione Size	Ø esterno medio Medium Ø outer	Peso medio cavo Medium Weight	Resistenza elettrica Electrical Resistance max a 20°C	Portata di corrente / Current rating		
				Cavo singolo libero in aria	Cavo singolo su unica superficie	Due cavi caricati che si toccano su una superficie
n° x mm²	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A
1 x 1,5	4,7	34	13,3	30	29	24
1 x 2,5	5,2	47	7,98	41	39	33
1 x 4	5,8	58	4,95	55	52	44
1 x 6	6,5	80	3,3	70	67	57
1 x 10	7,9	127	1,91	98	93	79
1 x 16	8,8	180	1,21	132	125	107
1 x 25	10,6	270	0,78	176	167	142
1 x 35	12,0	360	0,554	218	207	176
1 x 50	14,1	515	0,386	276	262	221
1 x 70	15,9	720	0,272	347	330	278

Temperatura ambientale 60 °C - Temperatura max conduttore: 120°C
Ambient temperature 60 °C - Max conductor temperature: 120 °C

Nota: Il periodo di uso previsto ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una massima temperatura ambientale di 90°C e limitato a 20.000h
Note: The intended period of use at a maximum conductor temperature of 120 °C and a maximum ambient temperature of 90 °C is limited to 20,000h

Cables & Equipments

Per i cavi AC dall' inverter alla cabina di campo si è scelto di utilizzare sempre lo stesso cavo dimensionato al caso peggiore:

- Distanza maggiore dalla cabina di campo 500mt;
- Max Potenza inverter 275kw

CIRCUITO			CAVI BT
			Campo Pot. Max
			Rame
			H1Z2Z2-K_ac
TIPO CAVO			
Tensione di Trasporto	Vn	V	800
	cosφ		0,95
	sinφ		0,31
Potenza Nominale	Pn	Kw	275,00
Corrente d'Impiego	Ib	A	208,91
Sezione Cavo	S	mm2	50
Lunghezza Linea Max	L	m	600
Resistenza Linea	R _L	Ω / km	0,554
Reattanza Linea	X _L	Ω / km	0,01
Caduta di Tensione	ΔV	V	0,67
	ΔV	%	0,08
Portata			VERIFICATO
Materiale di Isolamento			Elastomero Atossico Z2
Portata Nominale	I ₀	A	276
Temperatura Terreno	T	°C	25
Terne		nr	1
distanza		m	0,25
Profondità di posa		m	1,2
Resistività Termica		K*m/W	1,5
FATTORI DI CORREZIONE			
K1	K _{tt}		0,95
K2	K _d		0,92
K3	K _p		0,97
K4	K _r		1
Portata Cavo	I _z	A	233,99

5.6 Cavidotto interno/esterno AT

La connessione delle diverse Cabine di Sottocampo alla Cabina di raccolta è stata effettuata connettendo tra loro le power station in modalità entra-esce e convogliandole alla stessa con n.3 linee interrato.

La Power Station Trx1 del lotto uno verrà collegata alla cabina di raccolta del lotto n.2.

Ai fini del calcolo della sezione da assegnare alle diverse linee che compongono la rete AT, la sezione è stata calcolata in funzione della corrente di cortocircuito, della corrente nominale

circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione), il criterio termico (massima sovratemperatura) e la caduta di tensione.

Condizioni di esercizio AT: $\cos \varphi = 0,95$, $\sin \varphi = 0,312$, $V_n = 36.000$ V.

In generale, per tutte le linee elettriche AT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,50 metri dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione delle 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.

Per la connessione delle diverse cabine di campo ed alla cabina di raccolta saranno utilizzati i cavi le cui sezioni vengono riportati nella tabella seguente sezione di cavo considerando il caso peggiore:



Le immagini sono puramente illustrative e coperte da copyright ©

DESCRIZIONE:

Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U : 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:

Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U : 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION

Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.



La configurazione per ogni sottocampo è la seguente:

RG7H1R 26/45 kV - COPPER CONDUCTOR-Com Cavi												
inizio linea	Fine Linea	distanza (m)	Potenza (Kw)	cosφ	sinφ	Tensione (V)	Corrente (A)	sez. Cavo (mmq)	I0	IZ	c.d.t. %	conf.
1_TR5	1_TR4	360	2500	0,95	0,31	36000	42,20	150	385	347	0,02	3x1x150
1_TR4	1_TR3	750	8000	0,95	0,31	36000	135,05	150	385	347	0,10	3x1x150
1_TR3	1_TR2	470	13500	0,95	0,31	36000	227,90	240	510	460	0,08	3x1x240
1_TR2	1_TR1	595	16500	0,95	0,31	36000	278,55	240	510	460	0,12	3x1x240
1_TR1	Cabina di raccolta	3900	19500	0,95	0,31	36000	329,19	400	650	586	0,66	3x1x400
2_TR3	2_TR2	240	3000	0,95	0,31	36000	50,64	150	385	347	0,01	3x1x150
2_TR2	2_TR1	390	8500	0,95	0,31	36000	143,49	150	385	347	0,05	3x1x150
2_TR1	Cabina di raccolta	290	14000	0,95	0,31	36000	236,34	240	510	460	0,05	3x1x240
3_TR3	3_TR2	270	5500	0,95	0,31	36000	92,85	150	385	347	0,02	3x1x150
3_TR2	3_TR1	365	11000	0,95	0,31	36000	185,70	150	385	347	0,03	3x1x150
3_TR1	Cabina di raccolta	1020	16500	0,95	0,31	36000	278,55	240	510	460	0,20	3x1x240

con le caratteristiche riportate nella Tabella seguente:

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrotto* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

Resistività termica del terreno 100°C cm/W
*Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		Ω/Km		Ω/Km		
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	µF/km
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0386	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

Per la connessione della cabina di raccolta del lotto n.2 alla SSE Terna si utilizzerà la configurazione sotto riportata:

HIGH-VOLTAGE XLPE CABLES

36/60÷69(72.5) kV

COPPER CONDUCTOR

N2XS(FL)2Y according to DIN VDE 0276-632

2XS(FL)2Y according to IEC 60840

XRUHKXS according to ZN-TF-530:2009; IEC 60840



HIGH-VOLTAGE XLPE CABLES 30/60(72) kV - COPPER CONDUCTOR-TF Kable													
inizio linea	Fine Linea	distanza (m)	Potenza (Kw)	cosφ	sinφ	(V)	(A)	sez. Cavo (mmq)	I0	Iz	n. cavi x fase	c.d.t. %	conf.
Cabina di raccolta lotto 2	SSE Terna	9400	50000	0,95	0,31	36000	844,08	800	998	900	1	2,32	3x1x800

le caratteristiche elettriche del cavo sono riportate nella tabella seguente:

Cross section of conductor	Resistance of conductor		Resistance of metallic screen		Electric field strength at the Conductor/screen / insulation	Short-circuit current-carrying capacity		Capacitance	Inductance	Current-carrying capacity	
	DC 20°C	AC 90°C	DC 20°C	AC 80°C		Conductor	Metallic screen			In ground	In air
1 x 120RM	0.1530	0.1956	0.542	0.670	5.17 / 1.82	17.5	7.4	0.122	0.649	388 / 364	467 / 449
										0.465	370 / 367
1 x 150RM	0.1240	0.1588	0.542	0.670	5.23 / 2.07	21.8	7.4	0.138	0.624	436 / 403	534 / 507
										0.440	416 / 411
1 x 185RM	0.0991	0.1273	0.542	0.670	5.07 / 2.12	26.9	7.4	0.146	0.611	493 / 447	610 / 572
										0.426	469 / 462
1 x 240RM	0.0754	0.0974	0.542	0.670	5.16 / 2.44	34.8	7.4	0.170	0.584	574 / 504	725 / 664
										0.399	545 / 534
1 x 300RM	0.0601	0.0783	0.542	0.670	5.02 / 2.49	43.5	7.4	0.183	0.571	648 / 553	831 / 744
										0.386	614 / 599
1 x 400RM	0.0470	0.0620	0.542	0.670	4.82 / 2.57	57.9	7.4	0.203	0.558	741 / 607	965 / 839
										0.374	698 / 676
1 x 500RM	0.0366	0.0491	0.542	0.670	5.05 / 2.95	72.2	7.4	0.238	0.538	845 / 663	1125 / 942
										0.353	791 / 760
1 x 630RM	0.0283	0.0389	0.542	0.670	4.90 / 3.02	90.9	7.4	0.264	0.525	974 / 707	1308 / 1051
										0.340	894 / 850
1 x 800RM	0.0221	0.0313	0.542	0.670	4.78 / 3.09	115.4	7.4	0.292	0.512	1082 / 765	1505 / 1155
										0.327	998 / 938
1 x 1000RM	0.0176	0.0260	0.379	0.468	4.69 / 3.14	144.1	10.5	0.318	0.505	1197 / 759	1684 / 1189
										0.320	1082 / 994
									0.499	1385 / 802	1981 / 1303

Tabella caratteristiche dei cavi AT

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 (ISC) 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 rinalzo 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 sarà 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. Tempi di esecuzione

Per quanto attiene i tempi di esecuzione, il programma di realizzazione dei lavori è costituito da 4 fasi principali che si svilupperanno nella sequenza di seguito descritta.

Si ricorda che i tempi sono indicati a partire dall'operatività della fase di attuazione del progetto.

I Fase:

- a) puntuale definizione delle progettazioni esecutive delle strutture e degli impianti;
- b) acquisizione dei pareri tecnici degli enti interessati;
- c) definizione della proprietà;
- d) preparazione del cantiere ed esecuzione delle recinzioni necessarie.

II Fase:

- a) picchettamento delle aree;
- b) tracciamento della viabilità di servizio e delle aree da cantierizzare;
- c) esecuzione dei cavidotti interni alle aree di cantiere;
- d) esecuzione della viabilità;

III Fase:

- a) esecuzione degli scavi e dei riporti;
- b) realizzazione delle opere di fondazione;
- c) realizzazione dei cavidotti;
- d) installazione delle strutture;
- e) realizzazioni e montaggio dei quadri elettrici di progetto;
- f) collegamenti elettrici;

IV Fase:

- a) realizzazione delle parti edilizie accessorie nella sottostazione;
- b) allacciamento delle linee;
- c) completamento definitivo dell'impianto ed avviamento dello stesso;
- d) collaudo delle opere realizzate;
- e) smobilizzo di ogni attività di cantiere.

Per la realizzazione dell'impianto è previsto un tempo complessivo prossimo di circa 11 mesi.