

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG ELIOSFERA E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 19,98 MWp - COMUNE DI VENOSA (PZ)

Proponente

EG ELIOSFERA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11616250962 · PEC: egeliosfera@pec.it

Progettazione

Ing. Michele TASSELLI. Via Matera, 28 - 85100 Potenza (PZ)

tel.: 347/5407153 · e-mail: ing.tasselli@gmail.com · PEC: michele.tasselli2@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Potenza al n. 2180

Ing. Massimo BIANCO. Via S. Antonio, 14 - 85043 Latronico (PZ)

tel.: 328/3779118 · e-mail: prgbianco@gmail.com · PEC: massimo.bianco@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Potenza al n. 2347



Collaboratori

Ing. Gianpaolo PICCOLO

Via Grecia, snc - 85022 - Barile (PZ)
tel. 328/9489306, e-mail: gianpaolo.piccolo@gmail.com

Ing. Alfredo PIERRI

Viale Marconi, 127 - 85100 - Potenza
tel. 389/1766115, e-mail: alfredopierr@alice.it

Ing. Cristiano GIAMMATTEO

Via dei Longobardi, 15 - 85029 - Venosa (PZ)
tel. 320/0584557, e-mail: cristiano.giammatteo@gmail.com

Ing. Donald WILLIAM

Via D. Di Giura, 241 - 85100 - Potenza
tel. 324/9588529, e-mail: ing.donaldwilliam@gmail.com

Ing. Pietro NICODEMO

C.da Galdicello, 71 - 85044 - Lauria (PZ)
tel. 320/0584549, e-mail: pienicodemo@gmail.com

Coordinamento progettuale

RAMUNNO S.R.L.

C.DA CAOLO - ZONA P.I.P. · 85057 TRAMUTOLA (PZ) · P.IVA: 01633510761 · email: info@ramunnosrl.it



Titolo Elaborato

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
Progetto definitivo	A.11	A.11	A3_3 PD	11/2021	-

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	05/11/2021	-	MT/MB	RAM	ENF



COMUNE DI VENOSA (PZ)
REGIONE BASILICATA



INDICE

A.11 PREMESSA	2
A.11.A DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO E DELLE COMPONENTI	2
A.11.B CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE COMPONENTI	4
A.11.B.1 Moduli Fotovoltaici	4
A.11.B.2 Inverter	7
A.11.B.3 Trasformatori	11
A.11.B.4 Strutture di supporto	12
A.11.B.5 Cavi di collegamento	17
A.11.B.5.1 Collegamenti elettrici in Bassa Tensione.....	17
A.11.B.5.1 Collegamenti elettrici in Media Tensione.....	23
A.11.B.6 Quadri elettrici BT e MT	28
A.11.B.8 Servizi ausiliari di Cabina.....	31
A.11.B.9 Sistema di monitoraggio	31
A.11.B.10 Stazione meteorologica	32
A.11.C SICUREZZA ELETTRICA	34
A.11.C.1 Protezione dai contatti diretti	34
A.11.C.2 Protezione dai contatti indiretti.....	34
A.11.C.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	35
A.11.D COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN)	35
A.11.D.1 Dispositivi di interfaccia	35
A.11.D.2 Dispositivo di Generatore	36
A.11.D.3 Gruppi di Misura	36
A.11.E SCHEMA DI COLLEGAMENTO	36
A.11.F OPERE CIVILI	38
A.11.F.1 Strutture di supporto dei moduli	38
A.11.F.2 Cabine elettriche	38
A.11.F.3 Pozzetti.....	41

A.11 PREMESSA

Il disciplinare descrittivo e prestazionale, ai sensi del PIEAR della Basilicata, descrive, sulla base delle specifiche tecniche, tutti i contenuti prestazionali tecnici degli elementi previsti nel progetto; contiene, inoltre, la descrizione, anche sotto il profilo estetico, delle caratteristiche, della forma e delle principali dimensioni dell'intervento, dei materiali e di componenti previsti nel progetto.

In base alle prescrizioni del PIEAR, il disciplinare deve fornire indicazioni specifiche almeno sui punti di seguito elencati:

- *Componenti dell'impianto (campi, sottocampi, ecc);*
- *Caratteristiche Moduli fotovoltaici:*
- *Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici;*
- *Descrizione del sistema delle fondazioni.*
- *Quadri elettrici*
- *Dispositivo generale (ove esistente);*
- *Gruppi di conversione e Dimensionamento gruppo di conversione;*
- *Cavi collegamento;*
- *Interfaccia impianto alla rete della Società distributrice;*
- *Rete di terra;*
- *Linee elettriche BT ed MT ed eventualmente AT;*
- *Cabine elettriche;*
- *Stazioni elettriche rete utente;*
- *Gruppi di misura e Punti di consegna;*
- *Sistemi di controllo;*
- *Raccordi linee AT aeree e/o sotterranee con profili dei campi elettromagnetici (ove esistenti).*

Il presente disciplinare contiene le indicazioni in merito a tutti i punti richiesti e in aggiunta anche ad altri componenti e servizi dell'impianto (quali i servizi ausiliari).

A.11.A DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E DELLE COMPONENTI

L'impianto fotovoltaico "EG Eliosfera" sorgerà in Località "Grottapiana", nel comune di Venosa (PZ) e verrà collegato in antenna a 150 kV sulla Stazione Elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Melfi 380 – Genzano 380", di futura realizzazione.

L'estensione complessiva dell'impianto sarà pari a circa **20,5 ha** (superficie delimitata dalle

recinzioni di impianto) e la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **19,98 MW_p** (somma della potenza dei moduli).

L'area disponibile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è individuata al Catasto Terreni del comune di Venosa al foglio di mappa n° 40 particelle n. 31- 33 - 36 - 39 - 50 - 51- 166 - 169 - 170, con una superficie totale pari a circa 22,5 ha.

Si tratta di impianto con moduli fotovoltaici montati su apposite strutture metalliche fisse. Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in otto sottocampi con potenze comprese tra 2,4 e 2,6 MW e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo. Per ognuno dei sottocampi è previsto un locale di trasformazione, all'interno del quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

L'impianto fotovoltaico avrà le seguenti caratteristiche e componenti:

DATI IMPIANTO FV		
Potenza Picco Impianto - Somma potenza dei moduli	19,98	MW
Potenza totale INVERTER	20	MW
Potenza Moduli FV	650	W
numero Moduli FV	30.744	n°
numero Inverter DA 200 KW	100	kW
Struttura di Sostegno da 4*28 moduli	206	n°
Struttura di Sostegno da 4*14 moduli	109	n°

Struttura di Sostegno da 4*7 moduli	56	n°
numero Cabine di Campo	8	n°
numero Cabine Storage	8+8	n°
numero Cabine di Raccolta MT	1	n°
numero Cabine ausiliari/riserva	3	n°
Superficie Particelle Catastali	224.338	m²
Superficie Impianto (Recinzione)	204.563	m²
Lunghezza Recinzione	2.900	m

Tabella 1: Riepilogo caratteristiche impianto

Il progetto prevede, inoltre, diverse opere accessorie, in fase di cantiere e per la connessione dell'impianto alla rete RTN di TERNA, di seguito elencate:

- aree di stoccaggio materiali dislocate in diversi punti del cantiere;
- collegamenti per il monitoraggio dell'impianto da remoto;
- elettrodotto MT interrato per il collegamento tra le cabine di campo e la cabina di raccolta;
- elettrodotto MT interrato per il collegamento dell'impianto alla stazione di utenza;
- stazione di utenza ubicata in prossimità del futuro ampliamento della SE;
- cavidotto in AT (150 kV) di collegamento tra la stazione di utenza e la stazione elettrica RTN.

A.11.B CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE COMPONENTI

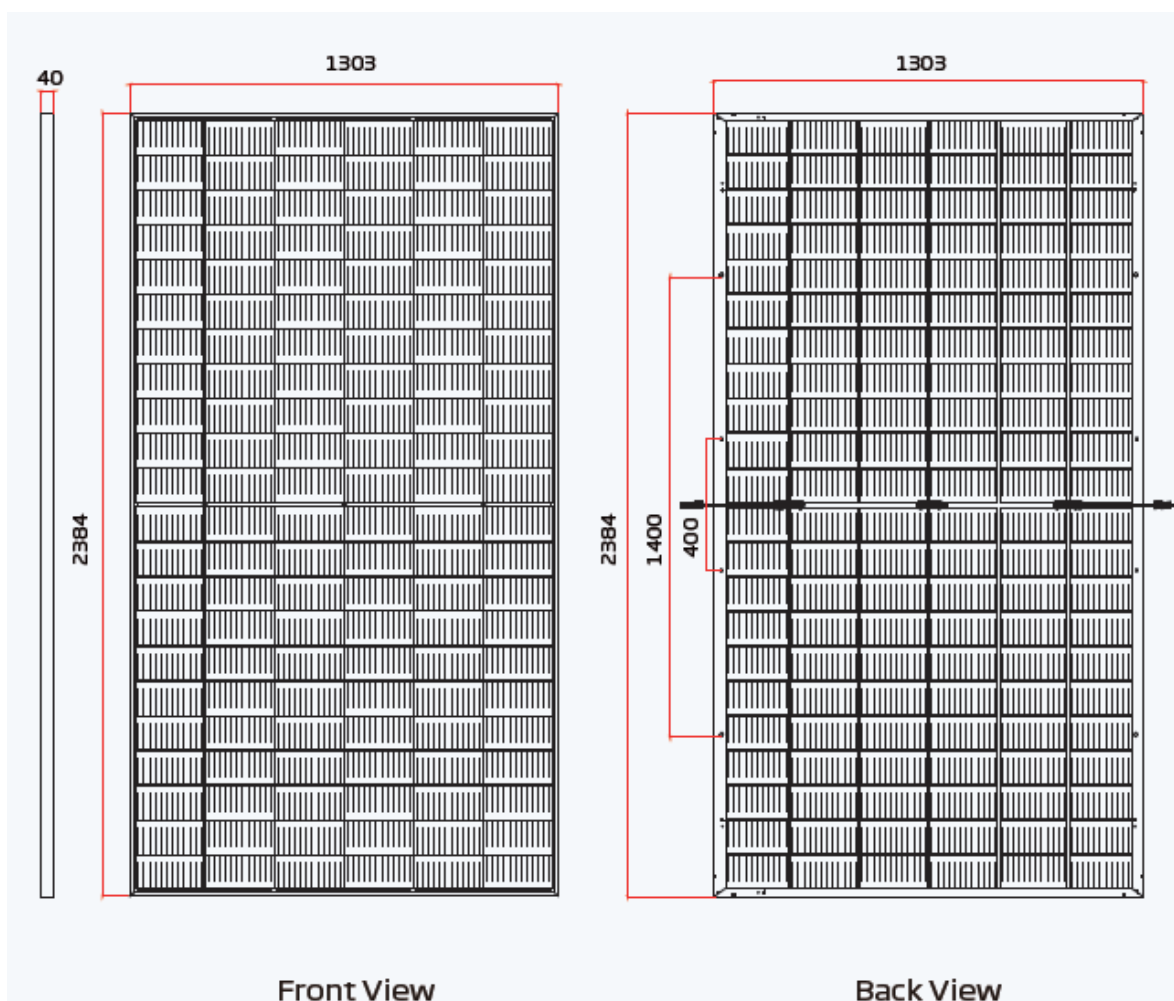
A.11.B.1 Moduli Fotovoltaici

Il Il modulo fotovoltaico di progetto è bifacciale, composto da 132 celle solari realizzate con

silicio monocristallino. Questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 2 mm; superficie antiriflesso.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in lega di alluminio anodizzato.



ELECTRICAL DATA (STC)							MECHANICAL DATA		
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	Solar Cells	Monocrystalline	
Power Tolerance- P_{MAX} (W)							0 ~ +5	No. of cells	132 cells
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	Module Dimensions	2384×1303×40 mm (93.86×51.30×1.57 inches)	
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	Weight	38.7 kg (85.3 lb)	
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass	
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	Encapsulant material	POE/EVA	
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)	
STC: Irradiance:1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass A.M1.5. *Measuring tolerance: ±3%							Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy	
Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)							J-Box	IP 68 rated	
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 140Q/1400 mm(55.12/55.12 inches)	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	Connector	MC4 EVO2 / TS4*	
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	*Please refer to regional datasheet for specified connector.		
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	TEMPERATURE RATINGS		
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	
Irradiance ratio (rear/front)							10%	Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Power Bifaciality:70±5%							MAXIMUM RATINGS		
ELECTRICAL DATA (NOCT)							Temperature Coefficient of P_{MAX}		-0.34%/°C
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C	
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	Max Series Fuse Rating	35A	
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	WARRANTY		
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	12 year Product Workmanship Warranty		
NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.							30 year Power Warranty		
							2% first year degradation		
							0.45% Annual Power Attenuation		
							(Please refer to product warranty for details)		

Figura 4 – Modulo fotovoltaico

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C.

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe, costituite da 28 moduli in serie.

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- $T_{\text{riferimento}} = 25^{\circ} \text{C}$;
- $T_{\text{minima}} = -10^{\circ} \text{C}$;
- $T_{\text{massima}} = 70^{\circ} \text{C}$.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\text{max min}} \geq V_{\text{inv MPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

Considerando per le stringhe i valori riportati di seguito:

- $U_{\text{oc}} [\text{V}] = 1.385$
- $U_{\text{MPPmax}} [\text{V}] = 1.148$
- $I_{\text{max}} [\text{A}] = 17.27$
- $I_{\text{sc}} [\text{A}] = 18,35$

Le verifiche risultano soddisfatte, come riportato nella tabella sottostante:

Max. DC short-circuit current 650 Watt - STRINGA 28 MODULI							
Intensità di Corrente (I) Modulo 650W [A]		Temperature Coefficient of I	Intensità di Corrente (I) T=70° Δ=35° [A]	Intensità di Corrente (I) 1 Stringa Pnom (T=25°) [A]	Intensità di Corrente (I) 13 Stringhe Pnom (T=70°) [A]	Max. PV input current MMP [A]	Inverter Intensità di Corrente (I) input [A]
Imp	17,27	0,040% /°C	17,51	17,27	227,7	100	Number of MPP Trackers 3 Max. Current per MPPT 100A/100A/100A Max. PV Inputs per MPPT 4/5/5
Isc	18,35		18,61	18,35	241,9		
Tensione Modulo 650 W [V]		Temperature Coefficient of v	Tensione Modulo T=-10° Δ=30° [V]	Tensione Stringa Pnom 28 moduli (T=25°) [V]	Tensione Stringa 28 moduli (Tmin=-10°) [V]	Inverter voltage range [V]	Inverter MPP voltage range [V]
Vmp	37,7	-0,25% /°C	41,00	1055,6	1148,0	500 - 1500	Max. PV Inputs per MPPT 4/5/5 MPPT Operating Voltage Range 500 V ~ 1,500 V
Voc	45,5		49,48	1274,0	1385,5	1500	

A.11.B.2 Inverter

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz per la relativa immissione in rete è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione.

Gli inverter utilizzati in fase di progetto sono del tipo multi-stringa SUN2000-215KTL-H3 (o similari), da 200 kW.



Figura 1: Inverter di progetto

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- filtro lato corrente continua
- ponte a semiconduttori (IGBT)
- unità di controllo
- filtro di uscita
- sistema di acquisizione dati (DAS)

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo *full digital* a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

L'inverter è fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa; il fattore di potenza può essere regolato tra 0.8 in ritardo e 0.8 in anticipo.

L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il *ripple* di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche percento.

Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore di connessione con la rete di distribuzione locale a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e di dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature.

L'unità di controllo è costituita da:

- schede di pilotaggio del convertitore
- circuiti di regolazione
- logiche e limiti convertitore

- alimentatore servizi interni
- protezioni
- circuiti ausiliari di interazione
- controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema.

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto di un predeterminato valore nominale o in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Nella tabella seguente vengono riportate le caratteristiche tecniche degli inverter scelti.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
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

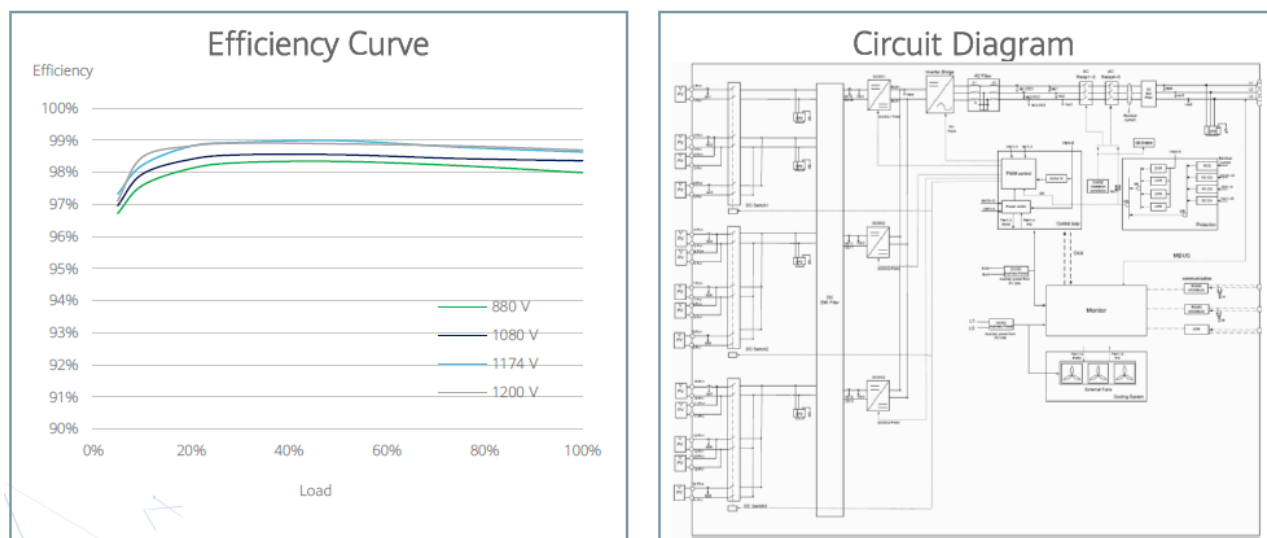


Figura 2: Dimensioni, specifiche tecniche e prestazionali degli inverter

A.11.B.3 Trasformatori

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica sulla rete di distribuzione di media tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV.

I trasformatori scelti sono del tipo inglobato in resina epossidica e ubicati all'interno di appositi fabbricati, per ridurre il rischio di incendio. L'utilizzo di eventuali varianti alle tipologie previste (es trasformatori ad olio) comporterà, comunque, il rispetto delle norme in materia di prevenzione incendi (compartimentazione locali, presidi antincendio, sistemi di raccolta, etc.)



Figura 3: Trasformatore di elevazione BT/MT da 2500kVA

Tenendo conto delle potenze nominali dei sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare un'unica tipologia di Trasformatore BT/MT, aventi le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale trasformatore: 2500 kVA
 Livelli di tensione BT/MT: 800 V / 30 kV

Tipo di collegamento:	Dyn11
Sistema raffreddamento:	ONAN – Oil Natural, Air Natural
Vcc%	6%
Isolamento	resina

I Trasformatori appena descritti saranno alloggiati in ciascuna delle 8 Cabine di Trasformazione, mentre nell'unica Cabina di raccolta MT è previsto un trasformatore per i Servizi Ausiliari MT/BT, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

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”.

A.11.B.4 Strutture di supporto

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da una maglia in acciaio zincato opportunamente dimensionata: saranno di 3 differenti tipologie (4 stringhe, 2 stringhe e 1 stringa), ma equivalenti dal punto di vista statico. Avranno una lunghezza variabile, multipla di 16.8 metri (struttura 1 stringa), mentre sono equivalenti rispetto alle altre misure. In termini di passo dei supporti di sostegno si hanno campate di circa 2,4 metri.



Figura 4: Rappresentazione indicativa della tipologia della struttura

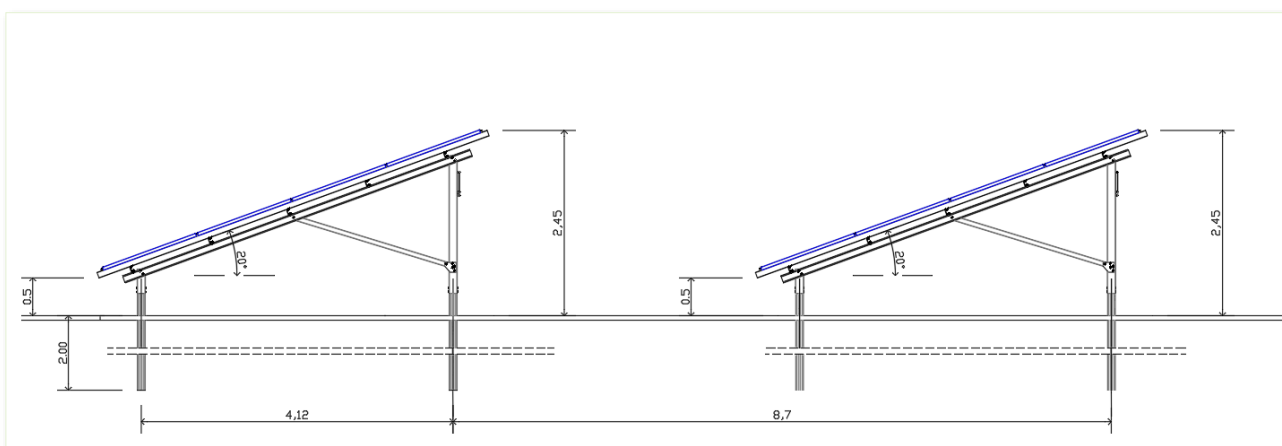


Figura 5: rappresentazione schematica della struttura

Questa tipologia di struttura è adattabile all'angolo desiderato (da 5° a 30°, nel caso del progetto, fissato a 20°). Si tratta di una struttura modulare che si adatta alla configurazione elettrica e le esigenze del progetto, permettendo una minimizzazione di opere civili e quindi degli impatti sul territorio. La soluzione strutturale adottata risulta inoltre compatibile con diverse soluzioni di fondazione in funzione delle condizioni del terreno, sia da un punto di vista geotecnico che topografico. L'ancoraggio della struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici al terreno sarà affidato ad un sistema di fondazione costituito da pali in acciaio zincato infissi nel terreno tramite battitura, laddove le condizioni del terreno non lo permettano si procederà tramite trivellazione.

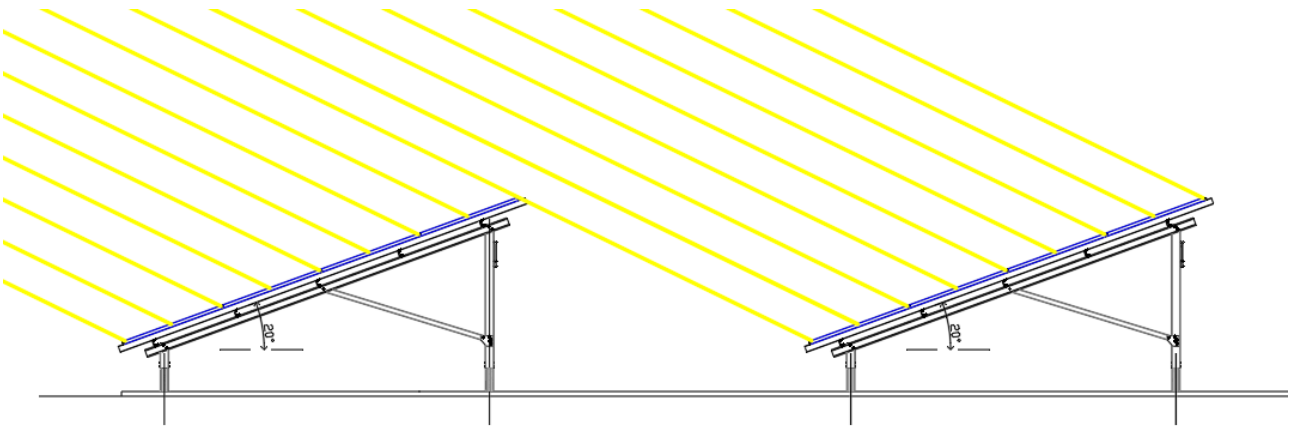


Figura 6: Radiazione solare al 21 Dicembre (ore 12.00)

PROSPETTO POSTERIORE

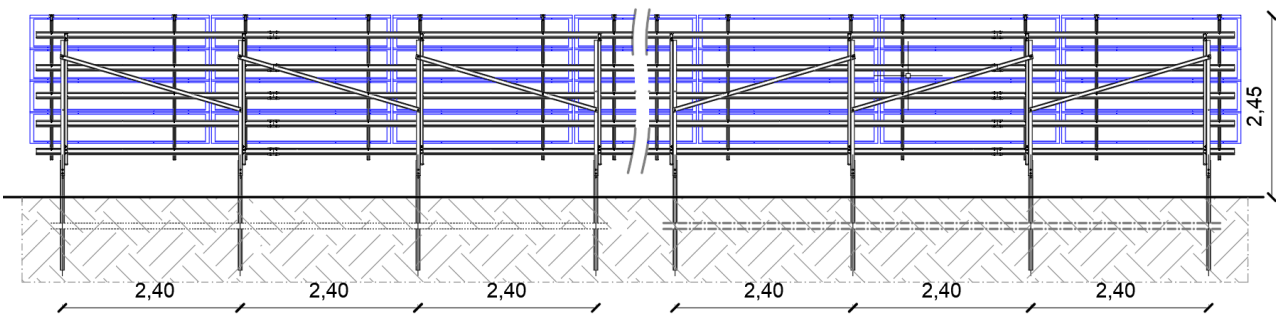


Figura 7: Struttura di sostegno – Prospetto Posteriore

PROSPETTO FRONTALE

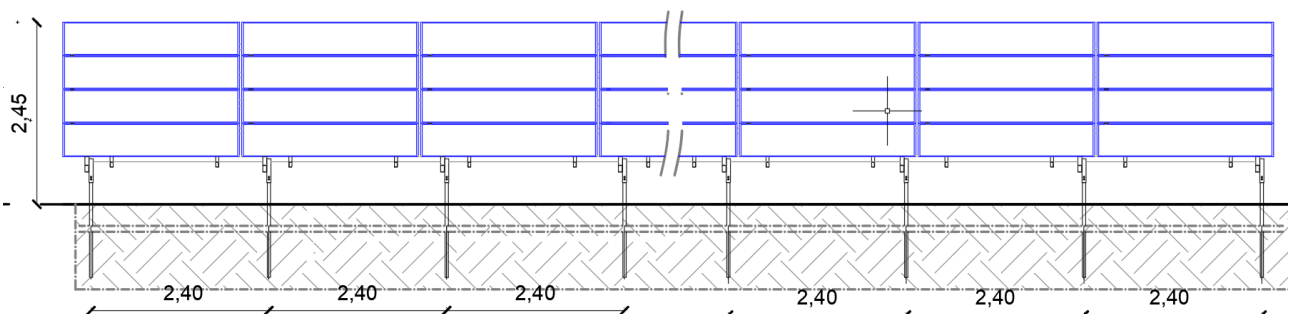


Figura 8: Struttura di sostegno – Prospetto Frontale

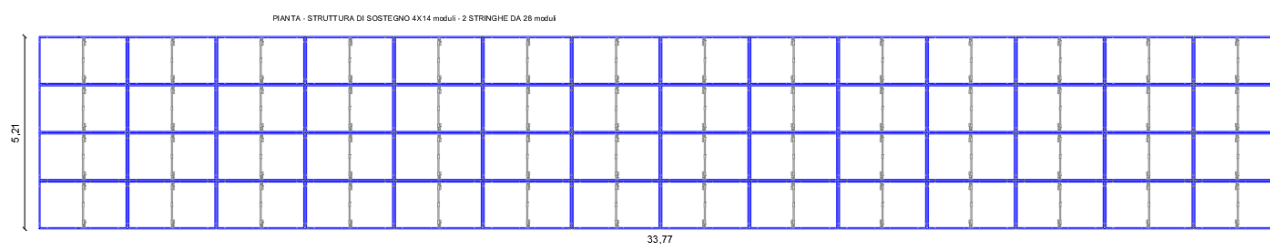


Figura 9: Part Struttura di sostegno 4x14 moduli- 2 Stringhe – Pianta

Le traverse, fissate al sostegno con particolari morsetti, sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio.

Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici.

L'infissione dei profili di palificazione nel terreno viene eseguito con battipali idraulici. Questo procedimento di palificazione consente di evitare la realizzazione di plinti in cemento armato anche per forme di terreno più difficili (pietre ecc.); infatti in caso di sottosuoli in roccia, la macchina può essere attrezzata aggiuntivamente con un gruppo di foratura. Il montaggio è possibile anche su pendii.



Figura 10: Infissione profili di palificazione

Le colonne portanti della struttura vengono infisse nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo e comunque maggiore di 1,5 m, solitamente non superiori a 2,0 metri e sono costituite da supporti in acciaio collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture di sostegno dei pannelli.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici sono costituite da profili metallici in acciaio zincato

a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza solitamente di circa 50 cm nella parte bassa (anteriore) e posizionate inclinate di 20° rispetto l'orizzontale. Si tratta di un sistema strutturale semplice e molto utilizzato: i moduli bifacciali poggiano su dei profili metallici "arcarecci" orizzontali della forma a C (65x42) a loro volta ancorati ad un traverso inclinato (profilo a C – UPN 80) che collega i montanti (profilo a C – UPN80). Il sistema inoltre è controventato sul lato posteriore e irrigidito da dei puntoni della forma a C (65x42).

Per la realizzazione dell'impianto verranno impiegate tre tipologie di strutture 4x28 moduli (4 Stringhe), 4x14 moduli (2 Stringhe) e 4x7 moduli (1 Stringa).

STRUCTURAL ANALYSIS

Applicable regulation	Eurocode as Standard. Adaptable to local regulation: EC, ASCE, CFE, NCH, AS, NZS, SANS
-----------------------	---

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Max. wind speed	Standard 140km/h*
Structure Materials	HDG Steel S235, S275, S355, S350GD, ZM310 or equivalent
Fasteners, bolts and nuts	10.9 and 8.8 quality steel with Zink Nickel or Geomet Grade B (ISO 9227)
Modules Fixation	Bolted joint, riveted joint or clamps
Site topography flexibility	15% N-S / 15% E-W (Higher values to be validated)

FOUNDATIONS

Ramming	Cohesive terrain with medium-firm consistency and granulated terrain with medium to dense consistency
Predrill+Ramming	Very firm or rocky terrain with pre-drill
Micropile	Terrain with low bearing capacity or corrosive
Screw pile	Very firm or rocky terrain with pre-drill
Concrete pad	Difficult terrain, landfills

MAINTENANCE

Maintenance	Minimum (annual review)
-------------	-------------------------

WARRANTY

Structural	10 years warranty
------------	-------------------

Figura 11: Caratteristiche delle strutture

A.11.B.5 Cavi di collegamento

A.11.B.5.1 Collegamenti elettrici in Bassa Tensione

All'interno dell'impianto di utenza si individuano tre differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua per il collegamento dalle stringhe agli inverter.
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata per il collegamento dagli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione
- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter di stringa;

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

Cavi c.c. BT Stringhe

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità G21 LS0H = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna

Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità M21

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego: Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc stringa} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

✓ $U_{oc stringa}$ è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓ U_o è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_{B \leq I_z} = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- I_0 è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- K_1 , K_2 , K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
 - K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
 - K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
 - K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
 - K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme. Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- θ_0 è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Cavi c.a. BT Inverter – Quadri BT (in cabina)

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (180,5 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Tipologia di cavo

FG16OR16-0,6/1 kV

Descrizione

- Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_o/U : 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.
- Tensione massima U_m : 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra

- Tensione di prova industriale: 4000 V
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Caratteristiche particolari

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature.

Resistente ai raggi UV.

Marcatura

[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [anno] [ordine] [metrica]

Condizioni di posa e tipo di impiego

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame
- Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:
- Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

VERIFICHE PORTATA CAVO BT (ca) FG16OR16 - INVERTER - CABINA (a 120 cm di posa)			
Sezione mmq	Portata A		Massima Intensità di Corrente - Uscita Inverter
120	252	>	155,2
150	326,4	>	155,2
185	367,2	>	155,2
240	432	>	155,2
Iz > IB VERIFICATO			

Tabella 2: Verifiche portata cavi BT

Di seguito il dimensionamento di tutte le sezioni dei sottocampi.

Tabella 3: Riepilogo configurazione impianto e dimensionamento cavi collegamenti BT

Cavi c.a. Quadri BT (in cabina) - Trasformatore

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV). Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In linea generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1850 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mm² per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 70°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 100°C cm/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto al centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

A.11.B.5.1 Collegamenti elettrici in Media Tensione

I collegamenti elettrici in media tensione riguardano, oltre ai modesti tratti in cabina, l'anello di collegamento fra le cabine di campo (trasformazione) e la cabina di raccolta, nonché la realizzazione dell'elettrodotto di connessione verso la sottostazione di trasformazione MT/AT.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare ad elica visibile.

Tensione nominale:	30 kV ± 5%
Frequenza nominale:	50 Hz ± 2%
Sistema di collegamento del neutro:	isolato.
Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARE4H5EX 18/30kV
Materiale del conduttore:	Alluminio
Tensioni di riferimento	18/30 kV



Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2"

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

K_1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)

K_2 coefficiente di correzione per profondità di posa

K_3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.

K_4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento Miscela di polietilene reticolato
- tensione di riferimento 18/30 kV
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il

contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame $K=143$, per conduttore di alluminio $K=87$.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale:

L	=	lunghezza della linea espressa in km
I	=	corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R	=	resistenza (a 80°) della linea in Ω
X	=	reattanza della linea in Ω
$\cos \varphi$	=	fattore di potenza
k	=	1,73 per linee trifasi

I calcoli effettuati hanno restituito due diverse sezioni del cavo MT da utilizzare:

- connessione ad anello (interno al campo) tra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta MT: CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X240 mmq;

- connessione tra la cabina di raccolta MT e la stazione utente MT/AT: CAVO ARE4H5E 18/30 kV 3X1X300 mmq.

Lunghezza anello MT in metri CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X240 mmq	
Tratto di progetto	lunghezza (m)
da cabina di raccolta MT a Cabina 1	110
da Cabina 1 a Cabina 2	300
da Cabina 2 a Cabina 3	100
da Cabina 3 a Cabina 5	110
da Cabina 5 a Cabina 4	125
da Cabina 4 a Cabina 6	285
da Cabina 6 a Cabina 8	225
da Cabina 8 a Cabina 7	70
da Cabina 7 a Cabina raccolta MT	975
Totale	2300
Lunghezza anello MT in metri CAVO ARE4H5E 18/30 kV 3X1X300 mmq	
da Cabina raccolta MT a SSE UTENTE	4000

Tabella4: Riepilogo cavi MT

Calcolo Caduta di Tensione Anello MT - CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X240 mmq Il calcolo mediato è riferito alla Potenza in uscita dalla somma di 4 cabine di campo, per un tratto pari alla metà della lunghezza totale dell'anello MT						
Cavo ad elica visibile (Alluminio) CAVO ARE4H1R 18/30 kV					Caduta di tensione MT	
Corrente max a 30kV	Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r Ω/km	Reattanza x Ω/km	ΔV cosφ= 0,95	ΔV % (Vac=30KV)
202,82	1,15	240	0,125	0,11	61,68	0,21%
PERDITE MT IMPIANTO FV						0,21%

Calcolo Caduta di Tensione MT Cabina di Raccolta- Stazione di Consegna - CAVO ARE4H5E 18/30 kV 3X1X300 mmq						
Cavo ad elica visibile (Alluminio) CAVO ARE4H1R 18/30 kV					Caduta di tensione MT	
Corrente max a 30kV	Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r Ω/km	Reattanza x Ω/km	ΔV cosφ= 0,95	ΔV % (Vac=30KV)
405,64	4	300	0,1	0,11	362,39	1,21%
PERDITE MT IMPIANTO FV						1,21%

Tabella 5: Calcolo caduta di tensione cavi MT

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Le eventuali giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi sopra detti, eseguite a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante.

Le terminazioni dei cavi dovranno essere eseguite ad entrambe le estremità e saranno conformi a regola d'arte e da personale qualificato.

A.11.B.6 Quadri elettrici BT e MT

All'interno di ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione (o cabine di campo), unitamente ai trasformatori, saranno alloggiati un Quadro generale BT (collegato al trasformatore) e un Quadro MT, composti in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF₆ o a vuoto.

Il Quadro di Bassa Tensione raccoglie l'energia prodotta da ciascun inverter.

I servizi ausiliari di cabina e di campo saranno alimentati mediante un trasformatore BT/BT , 800/400.

Il Quadro MT ospiterà le seguenti apparecchiature:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA completo di relè di protezione;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello e la messa fuori tensione e in sicurezza della cabina.

E avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento: 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

Le 8 Cabine di campo sono collegate in entra-esce fino all'unica Cabina di Raccolta MT all'interno della quale saranno alloggiati un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari,

aventi le stesse caratteristiche appena descritte.

Il Quadro MT, inoltre, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- 1 scomparto di arrivo linea completo di spie presenza rete, risalita sbarre, TA e TO di protezione;
- 1 scomparto di protezione generale composto da un IMS e da un interruttore a comando motorizzato. Tale scomparto costituisce anche dispositivo di interfaccia alla rete;
- 2 scomparti misure fiscali e protezioni;
- 2 scomparti partenza linee;
- 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16, e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
- ✓ protezione 59;
- ✓ protezione 81<;
- ✓ protezione 81>;
- ✓ protezione 59N.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di conversione e trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, all'interno del quale verrà installato un trasformatore MT/BT da 400kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

I Quadri per le Misure Fiscali (QMF E QMG) sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

A.11.B.7 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrate intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino agli inverter. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/BT, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a “regola d'arte” da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²

- cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

A.11.B.8 Servizi ausiliari di Cabina

All'interno dei locali cabine sono previsti i seguenti servizi di cabina:

- ✓ impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- ✓ n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- ✓ n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- ✓ n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in BT appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

A.11.B.9 Sistema di monitoraggio

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

Il tutto sarà realizzato per mezzo di una rete di comunicazione principale di sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..). Il

collegamento sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Particolare attenzione verrà posta sull'implementazione del sistema di controllo della potenza in immissione, che tramite la misurazione dei valori di tensione e corrente, calcolerà la somma con segno della potenza attiva istantanea totale in entrata o in uscita e tramite comunicazione con gli inverter, analizzando il dato rilevato di potenza totale e il verso, limiterà eventuali immissioni al valore massimo impostato del preventivo Terna.

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

A.11.B.10 Stazione meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di una stazione meteorologica assemblata e configurata specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.
- Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.

- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.
- Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.
- Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.
- Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico.
- Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.
- Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri.

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.

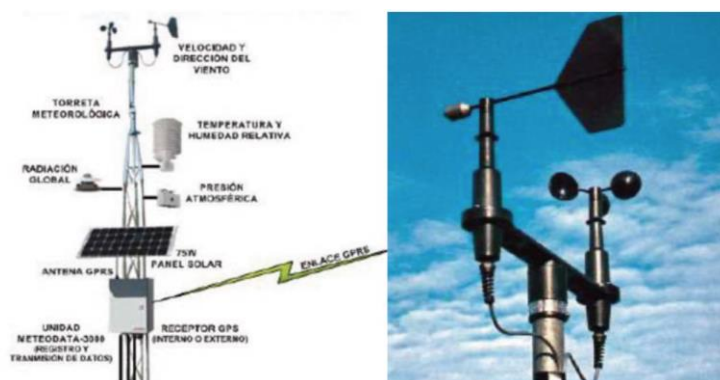


Figura 12: Cavo collegamenti MT

A.11.C SICUREZZA ELETTRICA

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

A.11.C.1 Protezione dai contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- 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 (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

A.11.C.2 Protezione dai contatti indiretti

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione BT 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 50 V.

A.11.C.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, saranno protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

A.11.D COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN)

I criteri e le modalità per la connessione alla RTN saranno conformi a quanto prescritto dalle normative CEI 11-20, CEI 0-16, CEI 82-25 e dalle prescrizioni TERNA (TICA), per clienti produttori dotati di generatori che entrano in parallelo continuativo con la rete elettrica.

Il sistema di protezione dell'impianto si articola su tre livelli: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia; dispositivo del generatore.

A.11.D.1 Dispositivi di Interfaccia

Ciascun Dispositivo di Interfaccia (DI) determina la sconnessione dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA in conformità a quanto previsto dalle normative vigenti.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione e da un dispositivo di rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra.

A.11.D.2 Dispositivo di Generatore

Ogni Dispositivo Di Generatore è costituito da un interruttore installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione. In condizioni di "aperto", il dispositivo del generatore separa il gruppo dal resto dell'impianto.

A.11.D.3 Gruppi di Misura

L'impianto sarà dotato di misuratori per rilevare sia l'energia prelevata che immessa in rete nel punto di connessione, nonché l'energia fotovoltaica prodotta dall'impianto.

In particolare, sono previsti n.8 gruppi di misura dell'energia prodotta, uno per ogni sottocampo e collocati il più vicino possibile all'inverter, come previsto dalle norme tecniche vigenti; l'unico gruppo di misura dell'energia prelevata e immessa in rete, ad inserzione indiretta con TA e TV, sarà installato nel locale misure della Cabina di Consegna, a valle del Dispositivo Generale.

Tutti i sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'ARERA e alle norme CEI e saranno idonei alla tele lettura. Inoltre, saranno dotati dei previsti sistemi meccanici di sigillatura atti a scongiurare manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

A.11.E SCHEMA DI COLLEGAMENTO

La configurazione dell'impianto, riportata nella precedente tabella "*Riepilogo configurazione impianto e dimensionamento cavi collegamenti BT*", mostra il numero di inverter e di moduli fotovoltaici che costituiscono ciascun sottocampo. Lo schema tipo di collegamento è riportato nel seguente stralcio, mentre per il dettaglio dei collegamenti si rimanda agli elaborati A.12.b.8.1 "*Schemi elettrici impianto FV - BT*" e A.12.b.8.2 "*Schemi elettrici impianto FV - MT*".

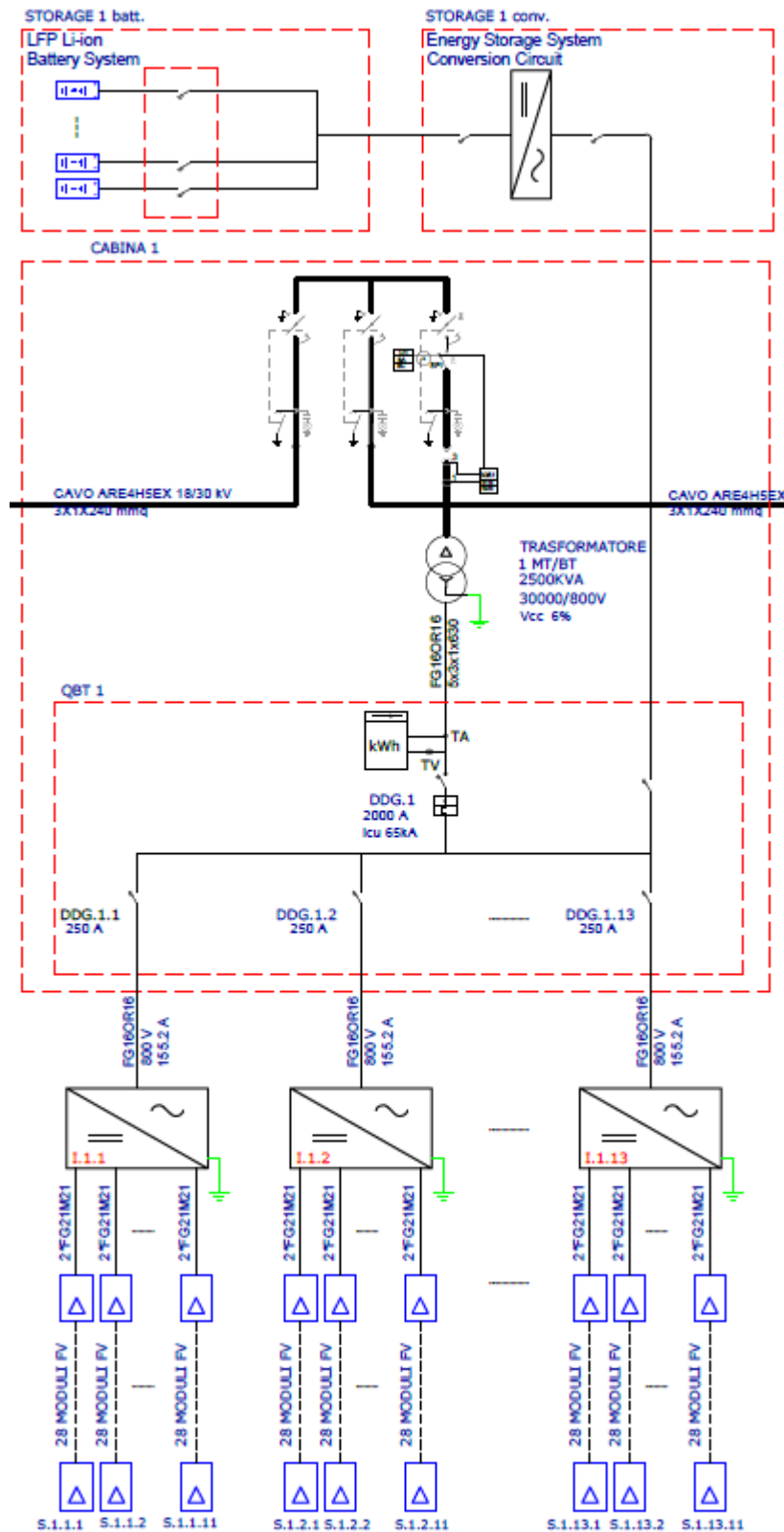


Figura 13: Schema unifilare collegamento Generatore-Trasformatore MT/BT

A.11.F OPERE CIVILI

Le opere civili da realizzare, recinzione e viabilità interne incluse, risultano essere tutte compatibili con le caratteristiche del territorio. Esse, infatti, non comportano una variazione della “destinazione d’uso del territorio” e non necessitano di alcuna “variante allo strumento urbanistico”.

A.11.F.1 Strutture di supporto dei moduli

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno di tipo fisso, ad infissione nel terreno con macchina operatrice battipalo; sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati per dare ai moduli fotovoltaici un piano di appoggio inclinato di 20°. Le colonne portanti della struttura vengono infisse nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo e comunque maggiore di 1,5 m, solitamente non superiori a 2,0 metri e sono costituite da supporti in acciaio zincato collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture di sostegno dei pannelli.

A.11.F.2 Cabine elettriche

Le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibito a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Esse verranno realizzate con struttura prefabbricata con vasca di fondazione, anch’essa prefabbricata.

Le **cabine elettriche di trasformazione**, situate all’interno del campo fotovoltaico come da planimetrie di progetto, saranno composte da tre sezioni e conterranno:

- 1 vano Quadri BT;
- 1 vano trasformatore MT/BT;
- 1 vano per la protezione lato MT del trasformatore.

Ciascuna cabina elettrica di trasformazione sarà costituita da un manufatto la cui superficie complessiva sarà di circa 50 mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) per una cubatura complessiva di circa 150 mc. L’accesso alla cabina elettrica di trasformazione avviene tramite la viabilità interna.

Le strutture previste saranno prefabbricate in c.a.v. monoblocco costituita da pannelli di spessore 80 mm e solaio di copertura di 100 mm realizzati con armatura in acciaio FeB44K e calcestruzzo

classe Rck 400 kg/cm². La fondazione sarà costituita da una vasca prefabbricata in c.a.v. di altezza 50 cm predisposta con forature a frattura prestabilita per passaggio cavi MT/BT.

La rifinitura della cabina comprende:

- impermeabilizzazione della copertura con guaina di spessore 4 mm;
- imbiancatura interna con tempera di colore bianco;
- rivestimento esterno con quarzo plastico;
- impianto di illuminazione;
- impianto di terra interno realizzato con piattina in rame 25x2 mm;
- fornitura di 1 kit di Dispositivi di Protezione Individuale;
- porte metalliche con serratura.

La cabina sarà costituita da 3 locali compartimentali adibiti rispettivamente a locale quadri BT, locale trasformatore e locale quadri MT.

Il primo locale conterrà i QUADRI BT, data logger per il controllo e la colonna di parallelo ingressi AC al trasformatore con singolo secondario; il locale di trasformazione conterrà il trasformatore BT/MT a singolo secondario ed infine il locale quadri conterrà la protezione lato MT del trasformatore.

Le pareti esterne del prefabbricato verranno colorate in tinta adeguata, per un miglior inserimento ambientale, salvo diversa prescrizione degli Enti preposti, mentre le porte d'accesso e le finestre di aerazione saranno in lamiera zincata verniciata.

La cabina sarà dotata di un adeguato sistema di ventilazione per prevenire fenomeni di condensa interna e garantire il corretto raffreddamento delle macchine elettriche presenti.

La sicurezza strutturale dei manufatti dovrà essere garantita dal fornitore. Per la descrizione particolareggiata del manufatto si rimanda all'elaborato specifico Disegni architettonici Cabine Elettriche (A.12.b.10).

Le **cabine elettriche per lo storage** saranno posizionate all'interno del campo fotovoltaico, in affiancamento alle cabine di trasformazione. Saranno destinate ad alloggiare i sistemi di accumulo dell'energia previsti dal progetto.

Ciascuna cabina di accumulo sarà costituita da due manufatti: uno del tutto simile alle cabine di trasformazione di dimensioni pari a 12,36 m x 4,00 m x 3,00 m di altezza e uno, di dimensioni più modeste, di 6,00 m x 3,00 m x 3,00 m di altezza. I due locali per l'accumulo saranno posati uno di fianco all'altro. In vista dell'aggiornamento tecnologico dei materiali e delle componentistiche dei sistemi di accumulo presenti sul mercato, si prevede la possibilità, in fase di progettazione esecutiva

di sostituire i due locali con un'unica cabina prefabbricata, con un ingombro al massimo inferiore rispetto all'ingombro delle due cabine.

L'accesso alle cabine di accumulo avviene tramite la viabilità interna.

Le strutture previste saranno prefabbricate in c.a.v. monoblocco costituita da pannelli di spessore 80 mm e solaio di copertura di 100 mm realizzati con armatura in acciaio FeB44K e calcestruzzo classe Rck 400 kg/cm², o, in alternativa da container in acciaio pre-assemblati. La fondazione sarà costituita da una vasca prefabbricata in c.a.v. di altezza 50 cm predisposta con forature a frattura prestabilita per passaggio cavi.

La rifinitura della cabina comprende:

- impermeabilizzazione della copertura con guaina di spessore 4 mm;
- imbiancatura interna con tempera di colore bianco;
- rivestimento esterno con quarzo plastico di colore scelto in funzione dell'integrazione con ambiente circostante;
- impianto di illuminazione;
- impianto di terra interno realizzato con piattina in rame 25x2 mm;
- fornitura di 1 kit di Dispositivi di Protezione Individuale;
- porte metalliche con serratura.

Le pareti esterne del prefabbricato verranno colorate in tinta adeguata, per un miglior inserimento ambientale, salvo diversa prescrizione degli Enti preposti, mentre le porte d'accesso e le finestre di aerazione saranno in lamiera zincata verniciata.

Ogni cabina sarà dotata di un adeguato sistema di ventilazione per prevenire fenomeni di condensa interna e garantire il corretto raffreddamento delle macchine elettriche presenti.

La sicurezza strutturale dei manufatti dovrà essere garantita dal fornitore.

Le **cabine per ausiliari/riserva** previste dal progetto in numero pari a 3 avranno identiche caratteristiche, dimensioni e forma delle cabine di campo

La **cabina di impianto (di raccolta)** raccoglie tutti i cavi provenienti dalle cabine di trasformazione e convoglia l'energia prodotta dall'impianto, tramite un elettrodotto interrato in media tensione (MT), alla stazione di utenza sita in prossimità della stazione RTN qui immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

All'interno della cabina di raccolta, oltre alle celle di MT ed al trasformatore MT/BT Ausiliari, vi alloggeranno anche l'UPS, il rack dati, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e

controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT Ausiliari. La cabina d'impianto sarà costituita da un edificio dalla superficie complessiva di circa 65 mq (16,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) per una cubatura complessiva di circa 196,32 mc.

Tutti gli edifici suddetti saranno dotati di impianto elettrico realizzato a norma della legge 37/08. Per la descrizione particolareggiata del manufatto si rimanda all'elaborato specifico Disegni architettonici Cabine Elettriche (A.12.b.10).

Nel cantiere si deve, prevalentemente, provvedere alla collocazione in opera delle suddette armature, poggiandole sopra gli appositi distanziali che assicurano le tolleranze dai magroni già realizzati e dalle apposite casseforme atte al contenimento dei getti di cls, curandone il perfetto posizionamento, il collegamento con le apposite barre d'interconnessione, il mantenimento in posizione durante il getto e la presa del cls. Sarà quindi effettuato un controllo da parte della direzione lavori, o dal Site Manager, sulla corretta esecuzione dell'opera al fine di rilasciare l'autorizzazione al getto, previa verifica topografica e redazione del corrispondente protocollo.

A.11.F.3 Pozzetti

E' prevista la realizzazione di pozzetti in calcestruzzo del tipo prefabbricato, da utilizzare per la posa dei cavi elettrici, per ispezione di dispersori di terra, etc., secondo i disegni di progetto; la loro profondità è legata a quella degli elettrodotti relative.

Potrà essere richiesto, oltre alla esecuzione del pozzetto e relativa copertura attrezzata, il solo completamento di pozzetti esistenti fino alla quota definitiva del piano campagna mediante rialzamento delle pareti ed installazione di chiusini, griglie, lastre di copertura, oppure la esecuzione parziale di pozzetti ed in questo caso si deve provvedere all'apposizione di chiusure provvisorie atte comunque ad evitare danni ed infortuni.

Debbono essere forniti e posti in opera pozzetti in c.a.v. di dimensioni nette interne meglio specificate negli elaborati progettuali, compatibilmente con le disposizioni previste nei disegni di progetto, sia del tipo ad elemento unico con profondità standard e sia del tipo ad anelli.

I pozzetti debbono essere provvisti di lapidino in c.a.v. con relativo chiusino e debbono essere allettati su sottofondo in calcestruzzo con classe di resistenza minima Rck 20 N/mm² dello spessore minimo di 10 cm. I pozzetti con dimensioni interne maggiori di 50x50 cm debbono avere spessore delle pareti non inferiore a 10 cm.