



REGIONE PUGLIA

REGIONE PUGLIA

PROVINCIA DI BRINDISI



COMUNE DI SAN PANCRAZIO SALENTINO

AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.Lgs 387/2003

VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE EX. ART. 23

D.Lgs 152/2006

INSTALLAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "FATTORIA SOLARE SANTINO" DI POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 5.999,00 kW E POTENZA DI PICCO PARI A 10.064,99 kW

Codice di rintracciabilità: 242111521 - POD: IT001E752928550 - Id AU: 82SHKJ7



Codice identificativo elaborato:

82SHKJ7_Disciplinare	DATA
	Gennaio 2022

Titolo elaborato

R10_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici	SCALA
	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

Progettazione:



STUDIO ENERGY SRL
Via delle Comunicazioni snc
75100 Matera
C/F. e P.IVA 01175590775

Tecnici:

Dott. Ing. Calbi Francesco Rocco



Il Proponente:



REN 172 S.R.L.
Salita Santa Caterina 2/1- 16123 Genova (GE)
C.F./P.IVA 02644690998

LEGALE RAPPRESENTANTE



Impianto fotovoltaico P = 10,06499 MW_p
“FATTORIA SOLARE SANTINO”
Comune di San Pancrazio Salentino (BR)

**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI
ELEMENTI TECNICI**

Fase di Valutazione d’Impatto Ambientale. ai sensi

D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii

REDATTO DA / WRITTEN BY

ING. FRANCESCO CALBI

REVISIONE	N°	DATA/DATE
Prima emissione	00	Gennaio 2022

Indice

1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI ESTRUTTURALI.....	4
1.1 GENERALITÀ.....	4
1.2 LAYOUT D'IMPIANTO.....	4
2. CARATTERISTICHE TECNICHE.....	6
2.1 MODULI FOTOVOLTAICI	6
2.2 CONVERTITORI DI POTENZA	8
2.3 TRASFORMATORE.....	11
2.4 STRUTTURE DI SUPPORTO.....	12
2.5 CAVI E QUADRI DI CAMPO.....	14
2.5.1 CAVI	14
2.6 QUADRO MT	15
2.7 CORRENTI CIRCOLANTI NELL'IMPIANTO	15
2.8 SISTEMI AUSILIARI	16
2.8.1 SORVEGLIANZA.....	16
3. SICUREZZA ELETTRICA	18
3.1 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI.....	18
3.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	18
3.3 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	18
4. COLLEGAMENTO ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE	20
4.1 DISPOSITIVO GENERALE	20
4.2 DISPOSITIVI DI INTERFACCIA E COLLEGAMENTO ALLA RETE.....	20
4.3 DISPOSITIVO DEL GENERATORE	21
4.4 GRUPPI DI MISURA	21
5. SCHEMA DI COLLEGAMENTO	22
6. OPERE CIVILI	23
6.1 STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI	23
7. GESTIONE IMPIANTO.....	25
8. CARATTERISTICHE DEI COLLEGAMENTI MT.....	26
8.1 CAVI MT	26
8.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	26
8.3 GIUNZIONI, TERMINAZIONI ED ATTESTAZIONI	26
8.3.1. GIUNZIONE CAVI MT	26
8.3.2. TERMINAZIONE ED ATTESTAZIONE CAVI MT	27

8.4	MODALITA' DI POSA	28
8.4.1.	GENERALITÀ	28
8.4.2.	MODALITÀ DI POSA DEI CAVI MT.....	28
9.	PROFILI DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	30
9.1	CAMPI ELETTROMAGNETICI DELLE OPERE CONNESSE.....	30
9.1.1	Linee elettriche in corrente alternata in media tensione	30

1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI

1.1 GENERALITÀ

Il progetto prevede la realizzazione di una centrale di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di tipo fotovoltaica denominata Fattoria Solare Santino, della potenza di picco pari a 10,06499 MWp che sarà realizzata nel comune di San Pancrazio Salentino, e raggiungibile percorrendo la SP n.65 sulla quale sono ubicati gli accessi del campo identificato catastalmente al foglio 42 p.lle 82, 389, 399, 400, 401, 402, 403, 405, 84, 83, 406, 390, 391 e 1947 incluso opere di connessione ed infrastrutture annesse da cedere alla Rete di Distribuzione secondo quanto previsto dalla Legge 9/91 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" e successive disposizioni legislative in materia tariffaria, in particolare dal D. Lgs 16 marzo 1999, n° 79 (decreto Bersani).

Lo schema di connessione alla Rete di Distribuzione prevede che venga realizzato un cavidotto di media tensione parte aereo per circa 1 Km, parte interrato per circa 90 m, per connettere l'impianto nella CP di E-distribuzione sita a San Pancrazio Salentino (BR) e denominata "San Pancrazio Salentino".

1.2 LAYOUT D'IMPIANTO

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter multistringa del tipo **FIMER PVS- 175-TL con potenza in uscita in AC di 175 kVA**. Al fine di massimizzare la producibilità di energia sarà dotato di sistema di inseguimento solare.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo **Jollywood JW-HD132N da 695 Wp** o equivalenti, i quali tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

L'impianto sarà suddiviso in 4 sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà realizzare 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.

Si prevede l'utilizzo di 34 inverter. Ad ogni inverter saranno collegate stringhe fotovoltaiche costituite da 26 moduli in serie, per un totale di 557 stringhe.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in corrente continua fino agli inverter.

Ciascun gruppo di inverter verrà collegato al relativo trasformatore attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo

magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso.

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali, denominati locali di trasformazione, disposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata, e consentiranno di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la nuova linea MT uscente dalla CP "San Pancrazio Salentino". All'interno di ciascun locale di trasformazione sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili, per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta. Sarà presente anche un altro sezionatore di terra a cui sarà collegata la linea proveniente dalla cabina di un altro sotto campo in configurazione "entra-esce".

Dal quadro di media tensione del locale cabina di trasformazione dell'ultimo sotto campo partirà una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 20 kV che andrà ad attestarsi sulla corrispondente "cella partenza linea" del quadro elettrico di media tensione installato all'interno del locale MT di consegna.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'impianto di utente:

- ✓ 14.482 moduli fotovoltaici installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno del tipo SUN HUNTER 18AB della Comal;
- ✓ 557 stringhe fotovoltaiche costituite da 26 moduli in serie;
- ✓ 34 inverter multistringa posizionati in prossimità degli inseguitori all'interno di appositi quadri elettrici;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dalle stringhe arrivano agli inverter e ai quadri elettrici BT;
- ✓ 4 trasformatori MT/BT da 2000 kVA e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di trasformazione/di campo);
- ✓ cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- ✓ 4 quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;

- ✓ 1 locale tecnico/officina prefabbricato delle dimensioni di 6,06x2,44x2,90 m;
- ✓ 1 locale tecnico/supervisione prefabbricato delle dimensioni di 7,50x2,50x3,10 m;
- ✓ 1 cabina di consegna, con apparecchiature di protezione MT delle linee MT in arrivo dall'impianto fotovoltaico ed in partenza da questo;
- ✓ 1 linea di media tensione in cavo in parte interrato, in parte aereo dalla cabina di consegna alla Cabina Primaria di proprietà del distributore locale; la linea in cavo interrata sarà in alluminio della sezione 3x1x185 mmq, mentre la linea in cavo aereo sarà in alluminio della sezione di 3x150 + 1x150 mmq;
- ✓ 1 quadro elettrico generale di media tensione.

2. CARATTERISTICHE TECNICHE

2.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, a fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 695 Wp, ognuno costituito da 132 celle in silicio monocristallino collegate in serie/parallelo, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C) sono di seguito riportate:

JW-HD132N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties | STC*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
 The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties | NOCT*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	507	511	514	518	522	526
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9
MPP Current (Imp) (A)	14.08	14.11	14.14	14.17	14.21	14.25
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.0	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.93	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13

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

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	80%

*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance±5%

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties

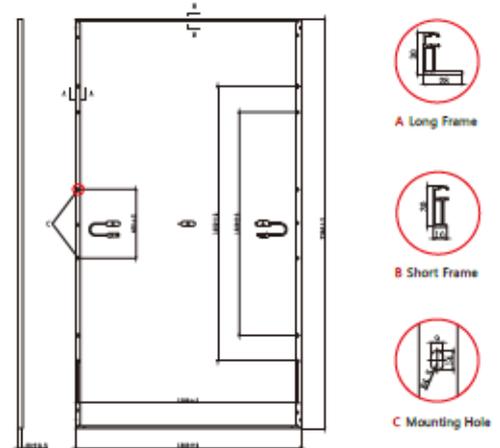
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	38kg
Front/Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

*Heat strengthened glass
 *Cable length can be customized

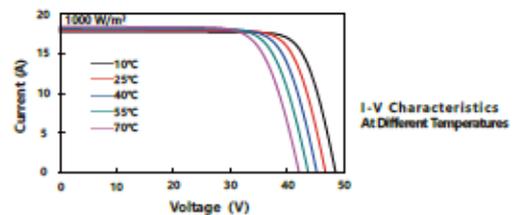
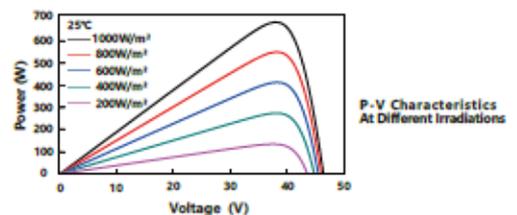
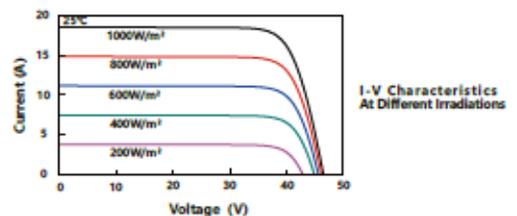
With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD132N-680



Partner Section

NOTE :

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Figura 1: datasheet moduli Jolywood JW-HD132N 695

2.2 CONVERTITORI DI POTENZA

Gli inverter utilizzati in fase di progetto sono del tipo multistringa **FIMER PVS-175-TL**. La potenza massima erogabile è di 175 kVA. I principali dati tecnici relativi all'inverter sono i seguenti:

Dati tecnici e modelli	
Modello	PVS-175-TL
Ingresso	
Massima tensione assoluta DC In Ingresso ($V_{max,abs}$)	1500 V
Tensione di attivazione DC di Ingresso (V_{start})	750 V (650...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC Ingresso ($V_{dc,min}-V_{dc,max}$)	0.7 x Vstart...1500 V (min 600 V)
Tensione nominale DC Ingresso (V_{dc})	1100 Vdc
Tensione nominale DC Ingresso (P_{dc})	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT indipendenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ($V_{MPPT,min}-V_{MPPT,max}$) a P_{dc}	850...1350 V
Corrente massima DC di Ingresso per ogni MPPT ($P_{MPPT,max}$)	22 A
Massima corrente DC Ingresso ($I_{dc,max}$) per ogni MPPT	30 A
Numero di coppie di collegamento DC Ingresso per ogni MPPT	2 Ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido ²⁾
Protezioni di Ingresso	
Opzione Arc Fault Detection ²⁾	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Protezione da inversione di polarità	SI, da sorgente limitata in corrente
Protezione da sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - varistor	Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni S/S2)
Protezione da sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Scaricatore di sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni SX/SX2)
Controllo di Isolamento campo fotovoltaico (resistenza di Isolamento)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Unità di monitoraggio correnti residue (protezione dispersione corrente)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT	20 A/1500 V - 35 A/1250 V - 50 A/1000 V
Portata fusibili	Non applicabile
Monitoraggio della corrente di stringa	A livello MPPT
Uscita	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita (P_{ac} @cosφ=1)	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ($P_{ac,max}$ @cosφ=1)	185 000 W @ ≤ 30°C
Potenza apparente massima (S_{max})	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita (V_{ac})	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...960) ²⁾
Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$)	134 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ($f_{min}-f_{max}$)	45...55 Hz/55...65 Hz ²⁾
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, 0...1 Induttivo/capacitivo con massima S_{max}
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di In)	< 0.5%*In
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M63)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC ⁴⁾	Barra prevista per la connessione di ponticelli con dadi M10

Protezione di uscita	
Protezione anti-Islanding	In accordo alla normativa locale
Massima protezione da sovracorrente AC	200 A
Protezione da sovratensione di uscita - dispositivo per protezione da sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio
Prestazioni operative	
Efficienza massima (η_{max})	98.7%
Efficienza pesata (EURO/CEC)	98.4%
Comunicazione	
Interfacce di comunicazione integrate	Due porte Ethernet, WLAN [®] , RS-485
Interfaccia utente	4 LEDs, Interfaccia utente web, Mobile APP
Protocollo di comunicazione	Modbus RTU/TCP (conforme a Sunspec)
Messa in servizio	Interfaccia utente web, Mobile app/APP a livello Impianto
Monitoraggio	Plant Portfolio Manager, Plant Viewer
Aggiornamento FW	Aggiornamento FW inverter da remoto (tutti i componenti) tramite Ethernet/ Interfaccia WLAN da locale e da remoto
Aggiornamento parametri	Aggiornamento dei parametri dell'inverter (tutti i componenti) tramite Ethernet/Interfaccia WLAN da locale e da remoto
Ambientali	
Temperatura ambiente	-25...+60°C/-13...140°F con derating oltre 40°C/133 °F
Umidità relativa	4%...100% condensa
Pressione di emissione acustica, tipica	65dB(A) @ 1m
Massima altitudine operativa senza derating	2000 m/6560 ft

Dati tecnici e modelli	
Modello	PVS-175-TL
Fisici	
Grado di protezione ambientale	IP 65 (IP54 per sezione di raffreddamento)
Sistema di raffreddamento	Aria forzata
Dimensioni (H x L x P)	867x1086x419 mm/34.2" x 42.8" x 16.5" per modelli -S, -SX 867x1086x458 mm / 34.2"x42.7"x18.0" per modelli -S2, SX2 -76kg/167,5 lbs per modulo di potenza
Peso	-77kg/169,7 lbs per scatola di cablaggio 153 kg/337,2 lbs per peso totale
Sistema di montaggio	Staffe a parete (solo supporto verticale)
Sicurezza	
Livello di isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Sicurezza e norme EMC	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311
Norme di connessione alla rete ⁴⁾	CEI 0-16, UTE C 15 712-1, JORDAN IRR-DCC-MV e IRR-TIC, BDEW, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, P.O. 12.3, DRRG D.4
Modelli disponibili	
Modulo di potenza Inverter	PVS-175-TL-POWER MODULE
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + variatore lato DC	WB-S-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + variatore lato DC + sezionatore AC	WB-S2-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + SPD Tipo 2 con cartucce estraibili (DC & AC)	WB-SX-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + sezionatore AC + SPD Tipo 2 con cartucce estraibili (DC & AC)	WB-SX2-PVS-175-TL
Opzioni disponibili	
Opzione Arc Fault Detection	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B ²⁾ con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Piastra AC, Cavi polo singolo	Piastra con 5 pressacavi AC individuali 4 x M40: Ø 19...28mm, 1 x M25: Ø 10...17mm
Piastra AC, Cavi polo multiplo	Piastra con 2 pressacavi AC individuali Opz.1: 1 x M63: Ø 34...45mm, 1 x M25: Ø 10...17mm Opz.2: 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M25: Ø 10...17mm
Sistema di alimentazione notturna	Funzionamento notturno con capacità di riavvio
Anti-PID ⁷⁾	In base alla polarizzazione notturna del generatore

Curve di efficienza PVS-175-TL

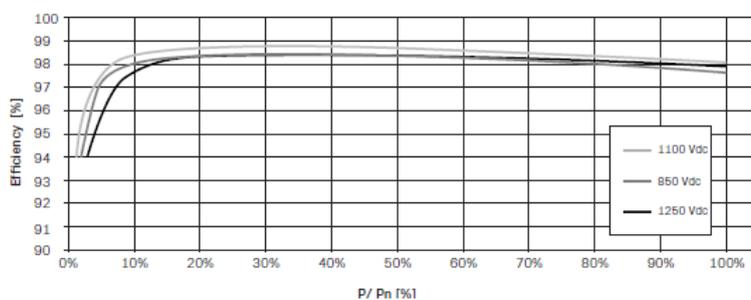


Figura 2: Datasheet inverter multistringa FIMER PVS-175-TL

2.3 TRASFORMATORE

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 20 kV.

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

I trasformatori scelti sono del tipo inglobato ad olio e ubicati all'interno di appositi fabbricati.

Tenendo conto delle potenze nominali dei sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare per ogni sottocampo un trasformatore BT/MT, avente le seguenti caratteristiche:

A_n	2000 kVA
V_{1n}	20 kV
V_{2n}	0,8 kV
Collegamento avvolgimento MT	D
Collegamento avvolgimento BT	yn
Gruppo	11
$V_{cc}\%$	6 %
Isolamento	olio

Tabella 1: principali dati di targa dei trasformatori MT/BT

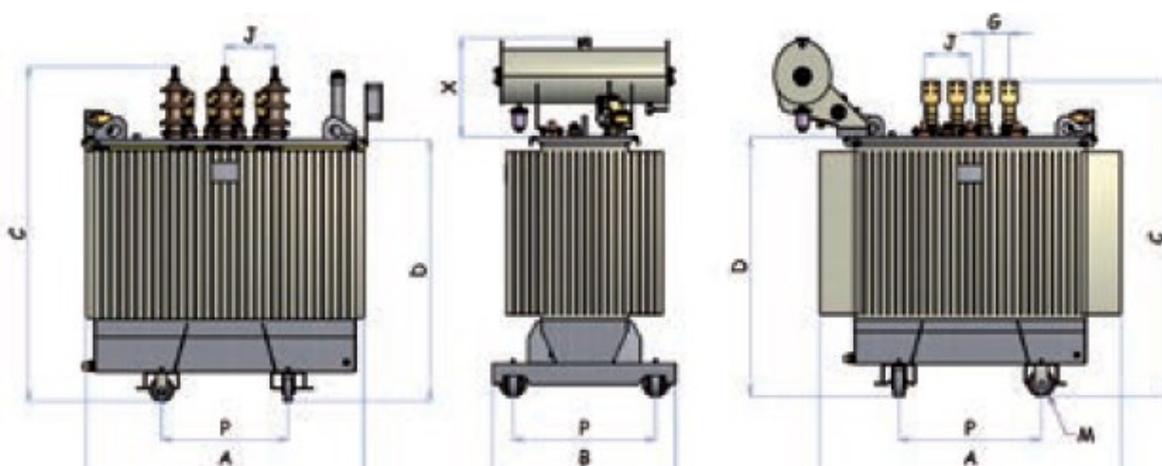


Figura 3 Foto trasformatore tipo

2.4 STRUTTURE DI SUPPORTO

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da tracker monoassiali ad asse orizzontale con i moduli installati su un'unica fila, in verticale, secondo n.3 configurazioni portrait da 78, 52 e 26 pannelli. Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché sono dotati di proprio motore. L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea orientato nella direzione nord-est/sud-ovest, con una inclinazione (azimut) di circa 160°. Piccole rotazioni sono possibili in relazione alla conformazione del terreno. Il range di rotazione completo del tracker è +/-60.

Ogni tracker è costituito da pali che supportano un numero diverso di travi su cui sono fissati i correntini sui quali vengono ancorati i moduli fotovoltaici con bulloni, di cui almeno uno di essi è dotato di un dado antifurto.

Il palo centrale è del tipo HEA 160. Su questo palo è fissato il motore sul quale vengono calettate le prime due travi centrali, una a DR e l'altra a SN. Attraverso opportuni giunti sono collegate le travi successive, di diversa lunghezza, che a loro volta, tramite robusti cuscinetti, poggiano su pali a "Z".

Al fine di rendere la struttura solida e robusta, le travi hanno uno spessore diverso che diminuisce dal centro verso l'esterno. Nelle aree in cui i venti assumono entità elevate, le strutture presenti nelle aree periferiche del campo fotovoltaico, ovvero quelle che subiscono il primo impatto, possono essere dotate di adeguati ammortizzatori. Quando il vento assume condizioni più estreme, supera le soglie di guardia, o le vibrazioni delle strutture superano anche esse le soglie di guardia, i tracker ruotano autonomamente facendo in modo che i moduli fotovoltaici assumano la posizione di protezione (orizzontale) di minore impatto con il vento. Le soglie di intervento sono impostabili. Il motore che ruota i pannelli è di tipo a corrente continua ed è controllato dal controller che utilizza una batteria interna da 6 Ah, la cui carica è garantita da un pannellino fotovoltaico da 30W. Il pannellino è montato sopra il motore, mentre il controller è fissato sulla traversa centrale immediatamente accanto al motore. Le travi e le omega sono zincate "Z450"; i pali, i giunti e le teste sono zincati a caldo EN 1461.

Le strutture di supporto vengono posizionate ad un'altezza di circa 2,20 m dal terreno seguendo la giacitura dello stesso e sono infisse al terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. Le fondazioni sono costituite da supporti in acciaio a sezione trapezoidale aperta collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

Di seguito sono riportati sinteticamente i vantaggi della struttura che si utilizza.

LOGISTICA

Alto grado di prefabbricazione. Montaggio facile e veloce.

Componenti del sistema perfettamente integrati.

MATERIALI

Materiale interamente metallico (alluminio/inox) con notevole aspettativa di durata.

Materiali altamente riciclabili.

Aspetto leggero dovuto alla forma dei profili ottimizzata.

COSTRUZIONE

Nessun tipo di fondazioni per la struttura.

Facilità di installazione di moduli laminati o con cornice. Possibilità di regolazione per terreni accidentati.

Facile e vantaggiosa integrazione con un sistema parafulmine.

CALCOLI STATICI

Forza di impatto del vento calcolata sulla base delle più recenti e aggiornate conoscenze scientifiche e di innovazione tecnologiche.

Traverse rapportate alle forze di carico. Ottimizzazione di collegamento fra i vari elementi.

Nell'elaborato specifico 82SHKJ_ElaboratoGrafico_1_02 "Architettonici pannelli e particolari sistemi di ancoraggio" vengono riportate pianta, prospetto e sezioni della struttura di supporto. Di seguito si riportano delle rappresentazioni della struttura di supporto.



Figura 4: struttura di supporto

2.5 CAVI E QUADRI DI CAMPO

2.5.1 CAVI

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e i quadri di campo sono previsti conduttori di tipo SOLAR in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

CARATTERISTICHE TECNICHE:

- ✓ Conduttore: rame elettrolitico, stagnato, classe 5 secondo IEC 60228
- ✓ Isolante: HEPR 120 °C
- ✓ Max. tensione di funzionamento 1,5 kV CC Tensione di prova 4kV, 50 Hz, 5 min.
- ✓ Intervallo di temperatura Da - 50°C a + 120°C
- ✓ Durata di vita attesa pari a 30 anni In condizioni di stress meccanico, esposizione a raggi UV, presenza di ozono, umidità, particolari temperature.
- ✓ Verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- ✓ Resistenza alla corrosione
- ✓ Ampio intervallo di temperatura di utilizzo
- ✓ Resistenza ad abrasione
- ✓ Ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi
- ✓ Resistenza ad agenti chimici
- ✓ Facilità di assemblaggio
- ✓ Compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%. La portata dei cavi (Iz) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

ALTRI CAVI

- ✓ Cavi di media tensione: ARE4H5 EX 12/20 kV
- ✓ Cavi di potenza AC: FG16R16 0,6/1 kV
- ✓ Cavi di alimentazione AC: FG16(O)R16
- ✓ Cavi di comando: FG16(O)R16
- ✓ Cavi di segnale: FG16OH2R16
- ✓ Cavi di bus: speciale MOD BUS / UTP CAT6 ethernet

2.6 QUADRO MT

Saranno impiegati scomparti normalizzati di tipo protetto (METAL ENCLOSED), che possono essere affiancati per formare quadri di distribuzione e trasformazione fino a 36kV. Le dimensioni contenute consentono di occupare spazi decisamente ridotti, la modularità permette di sfruttare al massimo gli spazi disponibili. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediscono errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento dell'impianto di messa a terra.

2.7 CORRENTI CIRCOLANTI NELL'IMPIANTO

Di seguito si fornisce una tabella riassuntiva delle correnti massime circolanti nelle varie zone dell'impianto per le cabine da 2000 kVA (fatta eccezione per quelle ritenute trascurabili).

Tipologia corrente	I [A]
Correnti all'impianto dati	trascurabili
Correnti ai sistemi di sicurezza	trascurabili
Corrente max illuminazione perimetrale	32 A
Corrente BT ac uscita da ciascun inverter	134 A
Corrente BT ac totale ingresso ciascun trasformatore	938 A/1206 A
Corrente MT da cabina di consegna alla cabina di trasformazione n.4 di 2000 kVA	240 A

2.8 SISTEMI AUSILIARI

2.8.1 SORVEGLIANZA

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema composto da:

- ✓ telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 30-40 m circa;
- ✓ cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- ✓ barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- ✓ N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- ✓ N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo alfa sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina.

Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badge impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna gsm.

Parimenti, se l'intrusione dovesse verificarsi di notte, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori.

Lo schema a blocchi dell'impianto è il seguente.

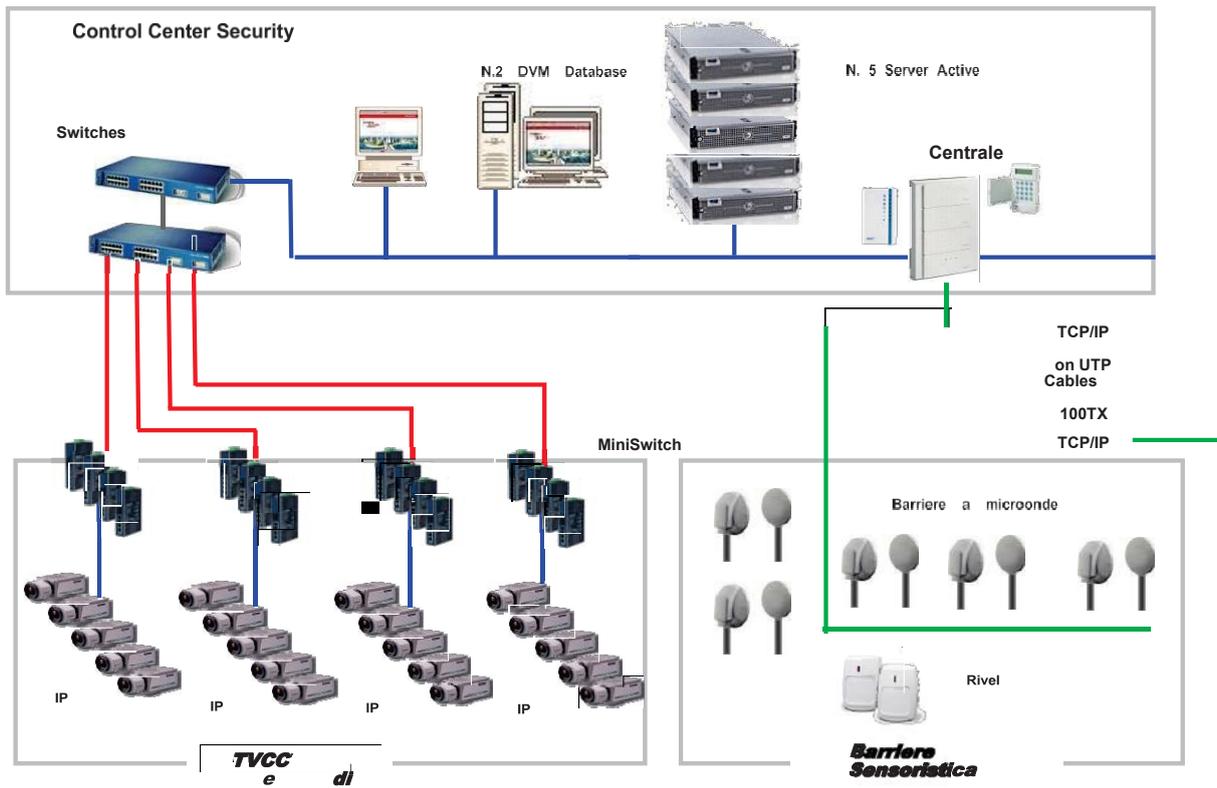


Figura 5: Schema del sistema di sorveglianza

3. SICUREZZA ELETTRICA

3.1 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8. In particolare sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{cc}^2 t \leq K^2 S^2$$

dove:

I_b	corrente di impiego del cavo
I_n	corrente nominale dell'interruttore
I_z	portata del cavo
I_{cc}	corrente di cortocircuito
t	tempo di intervento dell'interruttore
k	coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo
S	sezione del cavo

3.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

3.3 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- ✓ messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- ✓ scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in

conformità a quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8.

- ✓ ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella:

$$Z_s \times I_a \geq U_0$$

dove:

Z_s	è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente
I_a	è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la I_a è la corrente differenziale I_n .
U_0	tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt

U_0 (V)	Tempo di interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

4. COLLEGAMENTO ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE

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

Il parco fotovoltaico, mediante un cavidotto parte interrato dalla lunghezza di 90 m, parte aereo della lunghezza di circa 1 km uscente dalla cabina d'impianto alla tensione di 20kV, sarà collegato alla CP San Pancrazio Salentino.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia; dispositivo del generatore. Al dispositivo generale + interfaccia non può essere infatti associata anche la funzione di dispositivo di generatore (in pratica fra la generazione e la rete e-distribuzione saranno sempre presenti interruttori in serie tra loro).

4.1 DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale sarà costituito da un interruttore in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura oppure interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare a valle del trasformatore di utenza.

4.2 DISPOSITIVI DI INTERFACCIA E COLLEGAMENTO ALLA RETE

Il 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 e-distribuzione evitando che:

- ✓ in caso di mancanza dell'alimentazione e-distribuzione, il Cliente Produttore possa alimentare la rete e-distribuzione stessa;
- ✓ in caso di guasto sulla rete e-distribuzione, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete e-distribuzione prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
- ✓ in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori e-distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete e-distribuzione con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione e, eventualmente, di massima tensione omopolare.

PROTEZIONE
Massima tensione
Minima tensione
Massima frequenza
Minima frequenza
(Massima tensione omopolare V_0)

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Distribuzione è prevista la realizzazione di un 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. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di e-distribuzione, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

4.3 DISPOSITIVO DEL GENERATORE

Il dispositivo del generatore è costituito da interruttore o contattore 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.

4.4 GRUPPI DI MISURA

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare:

- ✓ l'energia prelevata/immessa in rete;
- ✓ l'energia fotovoltaica prodotta.

L'impianto fotovoltaico in esame essendo costituito da 4 sottocampi avrà 4 gruppi di misura dell'energia prodotta, collocati il più vicino possibile all'inverter, concordati anche con il GSE. Il gruppo di misura, ad inserzione indiretta con TA e TV, dell'energia prelevata/immessa in rete sarà ubicato nel locale misure della cabina di consegna a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

5. SCHEMA DI COLLEGAMENTO

La configurazione utilizzata per il collegamento dei moduli, compatibile con le caratteristiche dei componenti riassunte nei precedenti paragrafi, è riportata nello schema seguente.

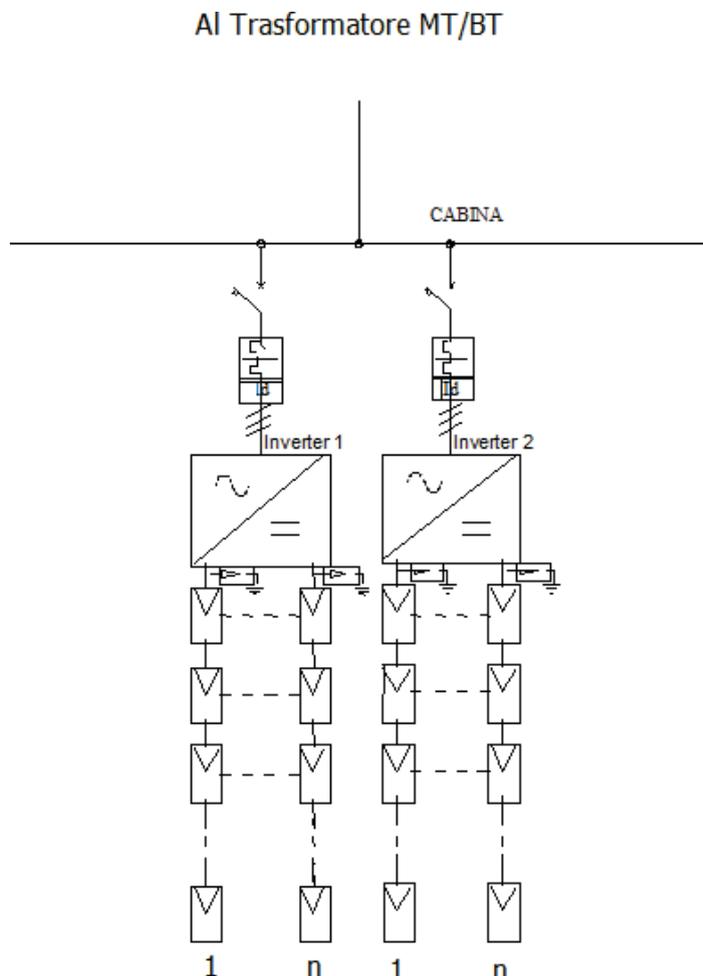


Figura 6: schema unifilare di principio dell'impianto fotovoltaico

6. OPERE CIVILI

6.1 STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI

Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza di circa 2,20 m dal terreno seguendo la giacitura dello stesso e sono infisse al terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. Le fondazioni sono costituite da pali in acciaio a vitone collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

CABINE ELETTRICHE

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

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

- ✓ 1 vano per automazione e videosorveglianza;
- ✓ 1 vano trasformatori MT/BT;
- ✓ 1 vano utente MT.

Ciascuna cabina elettrica di trasformazione sarà costituita da manufatti del tipo container compatti prefabbricati, di dimensioni 6,06x2,44x2,896 m (L x l x h) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT. Le cabine "locale tecnico/supervisione" e "locale officina" saranno anch'esse container prefabbricati rispettivamente delle dimensioni di 7,50x2,50x3,10 m e 6,06x2,44x2,90 m e posizionati su piattaforma di fondazione in magrone di cls.

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.

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. I relativi calcoli strutturali sono stati eseguiti in conformità alla normativa vigente sui manufatti in calcestruzzo armato.

Per la descrizione particolareggiata del manufatto si rimanda all'elaborato specifico cabina di trasformazione: pianta e sezioni.

La cabina di consegna raccoglie la linea dall'ultima cabina di trasformazione e convoglia l'energia prodotta dall'impianto, tramite un elettrodotto in media tensione (MT), in parte aereo, in parte interrato alla CP di e-distribuzione e da qui immessa sulla Rete di Distribuzione.

La costruzione della cabina verrà realizzata in calcestruzzo armato e sarà posizionata nell'angolo nord-ovest dei terreni in disponibilità, a ridosso della viabilità di accesso all'impianto (Strada Provinciale n. 65).

All'interno di essa, 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 2 edifici dalla superficie complessiva di circa 28 mq:

- ✓ Cabina di consegna (6,9 x 2,5 metri);
- ✓ Cabina utente (4,6 x 2,5 metri).

Tutti gli edifici suddetti saranno dotati di impianto elettrico realizzato a norma della legge 37/08. L'accesso alle cabine elettriche avviene tramite la viabilità interna.

La sistemazione di tale viabilità (percorsi di passaggio tra le strutture), sarà realizzata in materiale stabilizzato permeabile. La dimensione delle strade è stata scelta per consentire il passaggio di mezzi idonei ad effettuare il montaggio e la manutenzione dell'impianto.

I cavi elettrici BT dell'impianto e i cavi di collegamento MT delle cabine di trasformazione alla cabina di consegna saranno sistemati in appositi cunicoli e cavidotti interrati.

7. GESTIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto.

La centrale, infatti, verrà esercita a regime mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto.

- ✓ Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter;
- ✓ Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il sistema di controllo con software dedicato, permetterà l'interrogazione in ogni istante dell'impianto, al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati, con la possibilità di visionare le funzioni di stato, comprese le eventuali anomalie di funzionamento.

Le principali grandezze controllate dal sistema saranno:

- ✓ Potenze dell'inverter;
- ✓ Tensione di campo dell'inverter;
- ✓ Corrente di campo dell'inverter;
- ✓ Radiazioni solari;
- ✓ Temperatura ambiente;
- ✓ Velocità del vento;
- ✓ Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).

8. CARATTERISTICHE DEI COLLEGAMENTI MT

I conduttori utilizzati nell'impianto in oggetto avranno le seguenti caratteristiche tecniche.

8.1 CAVI MT

I cavi per le linee MT a 20kV avranno le seguenti caratteristiche di massima:

- ✓ Designazione: ARE4H5EX
- ✓ Grado di isolamento: 18/20kV
- ✓ Tensione nominale: 20kV
- ✓ Conduttori a corda rigida compatta di alluminio
- ✓ Formazioni: come da progetto
- ✓ Sezioni: come da progetto

8.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

È richiesta la totale rispondenza alle normative EC 794-1 di seguito elencate:

- ✓ E1, E3, E4, E6, E7, E11, F1;
- ✓ F5 con riferimento alla possibilità del fornitore, di poter eseguire la prova che dimostri che la penetrazione all'acqua, con 0.1 bar di pressione, sia inferiore ad 1 metro in 14 giorni.

Su richiesta del committente, il costruttore deve poter effettuare presso i propri stabilimenti o Istituti riconosciuti, tutti i test sopra prescritti.

8.3 GIUNZIONI, TERMINAZIONI ED ATTESTAZIONI

8.3.1. GIUNZIONE CAVI MT

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo MT disponibile, si dovrà provvedere alla giunzione di due spezzoni.

Convenzionalmente si definisce "giunzione" la giunzione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo, pertanto ogni giunzione si intende costituita da tre terminali unipolari (connettore di interconnessione) e tre corredi per terminazione unipolare.

Le giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi sopra detti. Tutti i materiali occorrenti e le attività di giunzione sono a carico dell'Appaltatore.

Le giunzioni dovranno essere effettuate in accordo con la norma CEI 20-62 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti.

L'esecuzione delle giunzioni deve avvenire con la massima accuratezza, seguendo le indicazioni contenute in ciascuna confezione. In particolare occorre:

- ✓ prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità

-
- ✓ non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale
 - ✓ utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa devono essere applicate sul giunto delle targhe identificatrici (o consegnate delle schede) per ciascun giunto in modo da poter individuare: l'Appaltatore, l'esecutore, la data e le modalità di esecuzione. Ciascun giunto sarà segnalato esternamente mediante un cippo di segnalazione.

8.3.2. TERMINAZIONE ED ATTESTAZIONE CAVI MT

Tutti i cavi MT posati in impianto dovranno essere terminati da entrambe le estremità.

I terminali adatti ai tipi di cavi adottati verranno forniti in conto lavorazione dalla ditta appaltatrice incaricata dei lavori.

L'esecuzione delle terminazioni deve essere eseguita esclusivamente da personale specializzato seguendo scrupolosamente le istruzioni fornite dalle ditte costruttrici in merito sia alle modalità sia alle attrezzature necessarie.

Convenzionalmente si definiscono "terminazioni" e "attestazioni" la terminazione ed attestazione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo.

Nell'esecuzione delle terminazioni all'interno delle celle dei quadri, l'Appaltatore deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione completo di relativa bulloneria per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto.

Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC atta ad identificare: Appaltatore, Esecutore, data e modalità di esecuzione nonché l'indicazione della fase (R, S o T).

La maggior parte dei cavi per l'impianto di media tensione a 20kV saranno in alluminio di tipo unipolare schermati armati quindi oltre alla messa a terra dello schermo sopra detta, si dovrà prevedere anche la messa a terra dell'armatura del cavo. Tale armatura, che rimane esterna rispetto al terminale, sarà messa a terra in uno dei seguenti modi:

- ✓ tramite la saldatura delle due bande di alluminio della codetta del cavo di rame;
- ✓ tramite una fascetta (di acciaio inossidabile o di rame) che stringa all'armatura la codetta di un cavo di rame;
- ✓ tramite morsetti a compressione in rame (previo attorcigliamento delle bande di alluminio componenti l'armatura ed unione alla codetta del cavo di rame).

La messa a terra dovrà essere effettuata da entrambe le parti del cavo. Tale messa a terra sarà connessa insieme alla messa a terra dello schermo. Il cavo di rame per la messa a terra sia dell'armatura che dello schermo deve avere una sezione di 35 mm².

8.4 MODALITA' DI POSA

8.4.1. GENERALITÀ

Tutte le linee elettriche ed in fibra ottica oggetto della presente committenza saranno posate in cavidotti direttamente interrati o, dove indicato, posati all'interno di tubi. Il tracciato dei cavidotti è riportato nel documento di progetto.

I cavi elettrici, rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità di circa 1,0 m. I cavi saranno posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di circa 30 cm, su cui saranno posati i tegoli o le lastre copricavo. Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

La posa dei conduttori si articolerà quindi essenzialmente nelle seguenti attività:

- ✓ scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicata nel documento di progetto;
- ✓ posa dei conduttori e/o fibre ottiche. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto; infatti questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento di progetto;
- ✓ rinterro parziale con sabbia vagliata;
- ✓ posa dei tegoli protettivi;
- ✓ rinterro con terreno di scavo;
- ✓ inserimento nastro per segnalazione tracciato.

Le ulteriori prescrizioni per le opere di tipo civile sono riportate nel capitolato delle opere civili; comunque la posa dovrà essere eseguita a regola d'arte nel rispetto delle normative vigenti.

8.4.2. MODALITÀ DI POSA DEI CAVI MT

I cavi MT dell'impianto saranno allettati direttamente nello strato di sabbia vagliata come descritto nel paragrafo precedente. Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte come di seguito indicati:

- ✓ Tracciato delle linee: Il tracciato delle linee di media tensione dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto. In particolare il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti.
- ✓ Posa diretta in trincea: La posa del cavo può essere effettuato secondo i due metodi seguenti:
 - a bobina fissa: da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di

curvatura. La bobina deve essere posta sull'apposito alzabobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso. Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri

- a bobina mobile: da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto. Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro portabobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo. L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno.
- ✓ Temperatura di posa: Per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C;
- ✓ Sforzi di tiro per la posa: Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro che devono essere applicati ai cavi non devono superare i 60 N/mm² di sezione totale per i conduttori in rame e i 50 N/mm² di sezione totale per i conduttori in alluminio.
- ✓ Raggi di curvatura: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a quanto descritto nella seguente tabella:

Sigle cavi: ARE4H5(AR)EX FG16R(O)R16 FG16OH2R16	Raggio minimo di curvatura per garantire le caratteristiche elettriche del cavo (cm)							
Sezione del cavo	3x1x50	3x1x70	3x1x95	3x1x120	3x1x150	3x1x185	3x1x240	3X1X300
Cavo avvolto ad elica	69	69	73	76	78	82	86	95
Sezione del cavo	1x50	1x70	1x95	1x120	1x150	1x185	1x240	1x300
Cavo unipolare	14,8	15,6	22	20,2	22,3	24,5	27,4	29,7

- ✓ Messa a terra degli schermi metallici: lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

9. PROFILI DEI CAMPI ELETTRICI

9.1 CAMPI ELETTRICI DELLE OPERE CONNESSE

9.1.1 Linee elettriche in corrente alternata in media tensione

Il campo magnetico è calcolato in funzione della corrente circolante nei cavidotti in esame e della disposizione geometrica dei conduttori.

Per quanto riguarda il valore del campo elettrico, trattandosi di linee interrato, esso è da ritenersi insignificante grazie anche all'effetto schermante del rivestimento del cavo e del terreno.

Nel seguito verranno pertanto esposti i risultati del solo calcolo del campo magnetico.

All'interno del cavidotto in esame si trova una terna di cavi MT isolati a 20 kV di tipo cordato ad elica con conduttori in alluminio, aventi isolamento estruso (HEPR o XLPE) e schermo in alluminio avvolto a cilindro longitudinale, adatti per posa interrata, e che trasferisce l'intera potenza dell'impianto FV verso il punto di consegna.

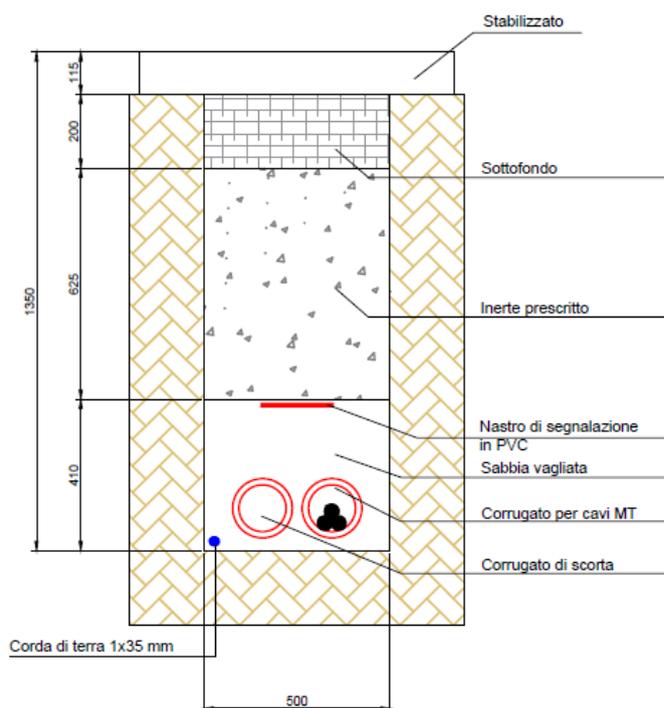


Figura 7: Sezione tipica di posa della linea incavo

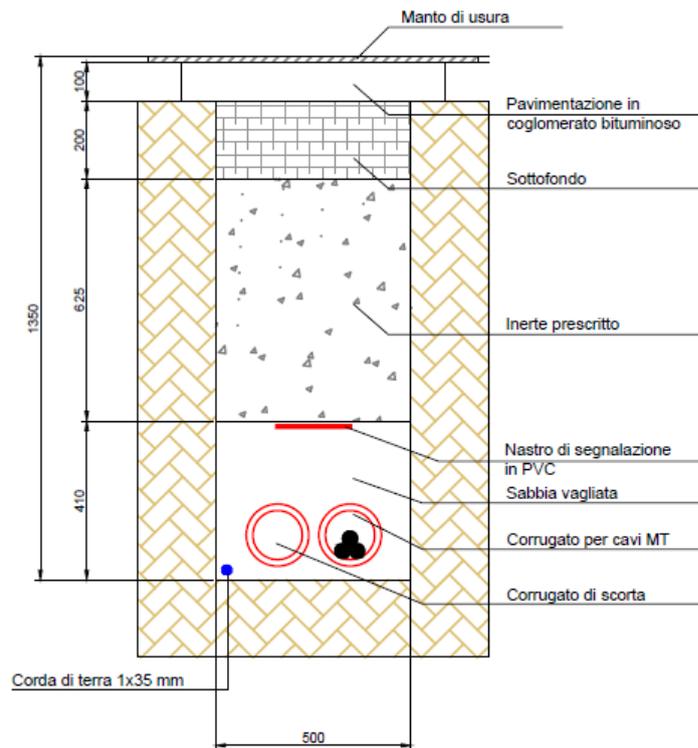


Figura 10: Sezione tipica di posa della linea in cavo su sede stradale

Nel calcolo, essendo il valore della induzione magnetica proporzionale alla corrente transitante nella linea, è stata presa in considerazione la configurazione di carico che prevede, come detto, una posa dei cavi ad elica visibile, ad una profondità di almeno 1,0 m, con un valore di corrente pari a 280 A, corrispondente alla portata massima della linea elettrica in cavo, secondo la Norma CEI 20-21.

La configurazione dell'elettrodotto è quella di assenza di schermature e distanza minima dei conduttori dal piano viario.

Il tracciato di posa dei cavi è stato studiato in modo che il valore di induzione magnetica sia sempre inferiore a $3 \mu\text{T}$ in corrispondenza dei ricettori sensibili (abitazioni e aree in cui si prevede una permanenza di persone per più di 4 ore nella giornata), pertanto è esclusa la presenza di tali ricettori all'interno della fascia calcolata. Infine, poiché in un cavo schermato il campo elettrico esterno allo schermo è nullo, non è rappresentato il calcolo del campo elettrico prodotto dalla linea in oggetto.