



**REGIONE CAMPANIA
PROVINCIA DI CASERTA
COMUNE DI TEANO**



ATON 20 s.r.l

Committente:

Viale Verona, 190/8
38123 Trento (TN)
P.IVA: 02561170222
PEC: aton.20@pec.it

IMPIANTO FV C_038

Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva di **46.487,28 kW** e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Teano

RELAZIONE TECNICO IMPIANTISTICA

Progettazione:



Il Progettista:

Ing. Riccardo Mai



	Ing. R.A. Rossi					
	Ing. V. Villano					
	Ing. G. Sbriglia					
	Pian. Ter. L. Lanni	Ing. S. Viara	Ing. R. Mai	Emissione	07/2023	
PROTOCOLLO	REDATTO	CONTROLLATO	AUTORIZZATO	CAUSALE	DATA	REVISIONE

DOC C_038_DEF_R_07	Formato	A4	Scala	-
------------------------------	----------------	----	--------------	---

Il presente documento è di proprietà esclusiva della Aton 20 s.r.l., non potrà essere duplicato e/o copiato in nessuna delle sue parti. La Aton 20 s.r.l. si riserva il diritto di ogni modifica.

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE	3
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	4
3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	7
4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	8
4.1 MODULO FOTOVOLTAICO	12
4.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	13
4.3 INVERTER	15
4.4 VERIFICA CONFIGURAZIONE STRINGHE DI MODULI CON L'INVERTER	19
4.5 TRASFORMATORE	22
4.6 CABINE NELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	23
4.6.1 CABINE DI CAMPO	24
4.6.2 CABINE D'IMPIANTO	25
4.7 QUADRO GENERALE	26
4.8 CAVI ELETTRICI	28
4.8.1 CAVI IN BT	28
4.8.2 CAVI IN AT	30
4.9 IMPIANTO DI MESSA A TERRA	35
5. PROTEZIONI MECCANICHE	38
6. PRESCRIZIONI GENERALI	38
7. VERIFICA TECNICO FUNZIONALE	39
8. VARIE	41
9. SISTEMA ANTI-INCENDIO E RISCHIO INCIDENTI	41
10. CONCLUSIONI	41

1. INTRODUZIONE

Tale documento costituisce la relazione tecnico impiantistica relativa all'impianto fotovoltaico e tutte le opere ed infrastrutture connesse di potenza pari **46'487,28** kWp, da realizzarsi nel comune di Teano (CE), in località Casaquinta coord. (41°14'3.97"N - 14°5'9.39"E). L'impianto sarà realizzato su un terreno di 84,3 ha.

La potenza elettrica del generatore fotovoltaico in immissione, pari a 44'992,00 KWp sarà erogata in alta tensione per mezzo della cabina di impianto, da cui partirà un cavidotto interrato in AT a 36 kV e si collegherà su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da collegare in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Marzanello - Pignataro".

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Vengono di seguito elencati, i principali riferimenti normativi relativi ad apparecchiature e componenti d'impianto:

- CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici"
- CEI 0-13 "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature"
- CEI 0-16 "Regole tecniche di connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- CEI EN 61215-1-1 - CEI: 82-55 Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino
- CEI EN 61829 - CEI: 82-16 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 50618 - CEI: 20-91 Cavi elettrici per impianti fotovoltaici CEI EN 60904-2
- CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27; Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici
- CEI EN 60904-8 - CEI: 82-19 Dispositivi fotovoltaici
- CEI EN 50539-11 - CEI: 37-16 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici
- CEI 81-28 - CEI:81-28 Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici
- CEI EN 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 62446 - CEI:82-38 Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica – Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva

- CEI EN 61853-1 - CEI:82-43 Misura delle prestazioni e dell'energia nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Misura delle prestazioni e della potenza nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura
- CEI EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti Fotovoltaici
- CEI 82-25; Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione e relative Varianti
- CEI EN 50530 - CEI:82-35 Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 62109-1 - CEI: 82-37 Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI 50524 - CEI: 82-34 Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici
- CEI EN 61215 - CEI: 82-8 Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni Terrestri
- CEI EN 62093 - CEI: 82-24 Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida
- CEI EN 61724 - CEI: 82-15 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61727 - CEI: 82-9 Sistemi fotovoltaici (FV) Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI 82-25 Guida realizzazione sistemi e fotovoltaici
- Delibera AEEG 90/07. Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera AEEG 161/08. Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

- Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il "Testo integrato connessioni attive" (TICA);
- Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.
- Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto di produzione di energia elettrica, tramite conversione fotovoltaica, ha una potenza di picco pari a **46.487,28** kWp e una potenza di immissione pari a **44.993** kWp. È localizzato nel Comune di Teano (CE), in località Casaquinta, le cui coordinate sono: 41°14'3.97"N – 14°5'9.39"E.

La centrale fotovoltaica sarà collegata in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da collegare in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Marzanello - Pignataro". Quindi l'impianto verrà collegato in AT tramite un cavidotto interrato a 36 kV, che partirà dalla cabina di impianto dell'impianto e arriverà fino alla futura Stazione Elettrica.

Indirizzo:	Teano (CE) - Località Casaquinta
SR WGS84 EPSG:4326 Coordinate:	41°14'3.97"N - 14°5'9.39"E
Destinazione d'uso dell'immobile:	Agricolo
Potenza nominale di produzione:	46487,28 KWp
Codice pratica	202100989
Zona Climatica	D
Gradi Giorno	1.440
Intestatario utenza:	ATON 20 s.r.l.

Tabella 1 – Dati generali del Progetto

4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza di picco di **46.487,28** kWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per il realizzare il generatore fotovoltaico, valutate in condizioni STC e verrà realizzato nel territorio Comunale di Teano, in località Casaquinta. Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica combinato con l'attività agricola.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Trina Solar Vertex TSM-DE 21** da **670 W**, monofacciali e monocristallini. Essi sono una delle tecnologie attualmente disponibili in commercio e presentano rendimenti di conversione elevati pari al 21,6%. premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento, degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di impianto e dello spazio adibito alle coltivazioni.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 69.384, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N_{\text{MODULI}} = P_{\text{N GENERATORE}} / P_{\text{N MODULO}}$$

Dove:

- **P_{N GENERATORE}** è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in Wp
- **P_{N MODULO}** è la potenza nominale del modulo fotovoltaico in Wp

L'impianto sarà suddiviso in **20 sottocampi fotovoltaici / isole**.

La potenza è determinata dalla combinazione di 69.384 moduli fotovoltaici, distribuiti elettricamente su stringhe connesse all'inverter FIMER 958 psv, installati all'interno di cabine di campo, dove sono presenti anche i trasformatori BT/AT. La tecnologia scelta per i moduli è di tipo monocristallino, con potenza di picco pari a 670, che saranno posizionati su tracker orientati lungo l'asse nord-sud, in grado di ruotare lungo detto asse, così da massimizzare la produzione.

La centrale fotovoltaica sarà costituita da 2478 stringhe da 28 moduli, oltre che dalle cabine di campo e di impianto, per una superficie dell'intera centrale pari a 843.428 m². Il numero degli inverter è pari a 20.

L'impianto fotovoltaico in progetto può schematizzarsi nel seguente modo:

- n°2 isole da **2.307,48 kw** con 3444 moduli da **670 W**
- n°1 isola da **2.288,72 kw** con 3416 moduli da **670 W**
- n°16 isole da **2.326,24 kw** con 3472 moduli da **670 W**
- n°1 isola da **2.363,76 kw** con 3528 moduli da **670 W**

Sarà quindi costituito da 69.384 moduli fotovoltaici e distribuito in 20 isole come rappresentato dalla figura seguente:

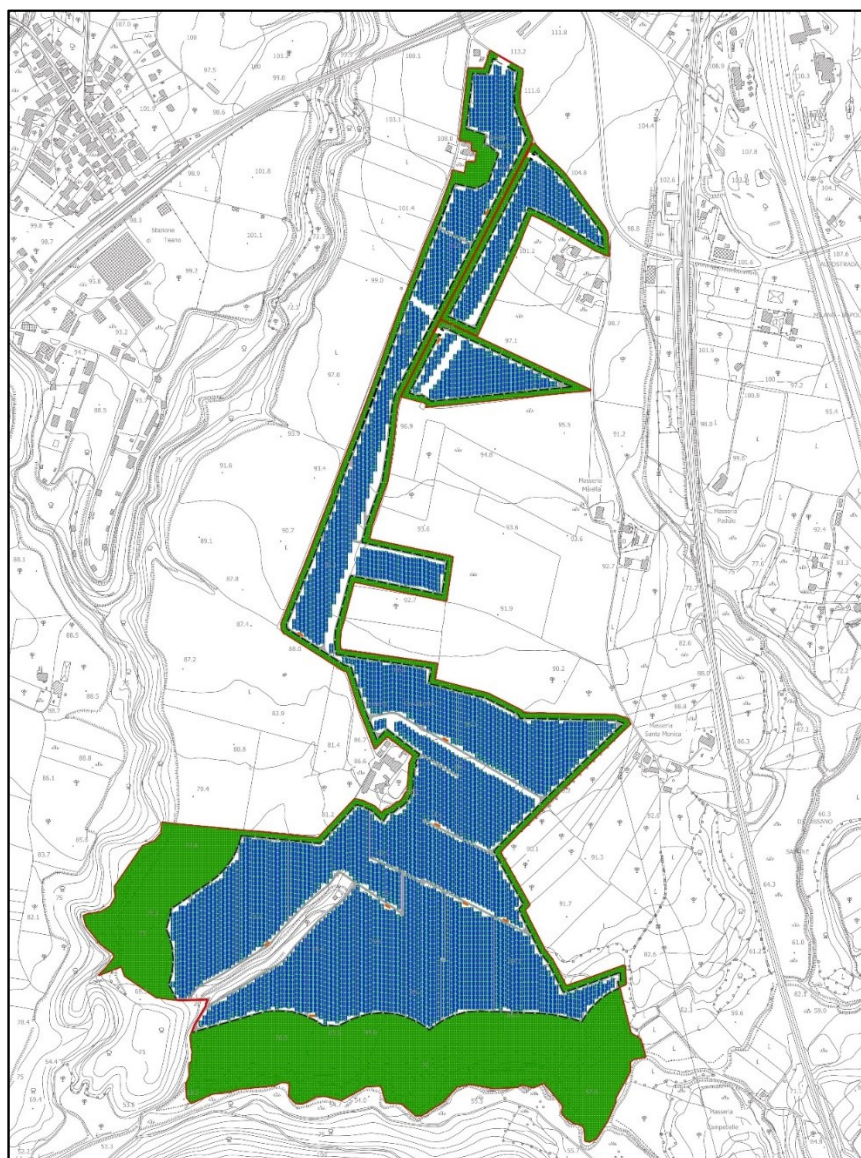


Immagine 1 – Planimetria dell'impianto su base CTR

Il collegamento tra i moduli che compongono ciascuna stringa sarà realizzato, per quanto possibile, con i cavi di cui sono dotati i moduli.

Ogni isola sarà composta da quadri di campo nei quali afferiranno stringhe per il parallelo; in ogni quadro alloggeranno gli organi di e protezione da sovracorrenti e sovratensioni.

Isola	n° Tracker	n° moduli per stringa	Tot. stringhe	N° stringhe in parallelo	n° Q.d.C.	n° TOT Q.d.C.
1	124	28	124	62	1	2
				62	1	
2	124	28	124	62	1	2
				62	1	
3	124	28	124	62	1	2
				62	1	
4	124	28	124	62	1	2
				62	1	
5	124	28	124	62	1	2
				62	1	
6	124	28	124	62	1	2
				62	1	
7	122	28	122	61	1	2
				61	1	
8	124	28	124	62	1	2
				62	1	
9	126	28	126	63	1	2
				63	1	
10	124	28	124	62	1	2
				62	1	
11	124	28	124	62	1	2
				62	1	
12	124	28	124	62	1	2
				62	1	
13	124	28	124	62	1	2
				62	1	
14	124	28	124	62	1	2
				62	1	
15	124	28	124	62	1	2
				62	1	
16	124	28	124	62	1	2
				62	1	
17	124	28	124	62	1	2
				62	1	
18	123	28	123	62	1	2
				61	1	
19	123	28	123	62	1	2
				61	1	
20	124	28	124	62	1	2
				62	1	

Tabella 2– Calcolo quadri di campo

Il numero totale dei quadri di campo è pari a 40. Nella tabella 2, nella pagina precedente, è riportato il numero di quadri di campo per ciascuna isola con indicazione del numero di stringhe in parallelo per ognuno di essi. Il parallelo avviene in cassette di stringa (quadri di campo) che saranno

posizionate in posizione baricentrica rispetto al corrispondente gruppo al fine di equilibrare le cadute di tensione di ciascuna stringa.

La cassetta è costituita di materiale in poliestere rinforzato con fibra di vetro, ha una protezione di grado IP65, necessario per un impiego all'esterno in condizioni meteorologiche che potrebbero essere particolarmente avverse.

Il collegamento tra i capi delle stringhe ed i quadri di campo sarà realizzato con cavi con conduttore in rame elettrolitico stagnato, aventi alta resistenza agli agenti atmosferici, all'umidità e ai raggi UV, con elevato range di temperatura di esercizio di isolamento, in HEPR 120°C e guaina di protezione EVA 120°C (tipo FG21M21) denominati "solari" di sezione 6 mm², tenuto conto della distanza di ciascuna stringa dal relativo quadro di parallelo e della necessità di limitare le perdite nei cavi.

Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:

- n. 10 cabine di campo: trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con superficie lorda complessiva pari a 6,058x2,896 mm ed altezza pari a 2,44 m costituite da più vani e al loro interno saranno installati:
 - Trasformatore elevatore;
 - Quadro 36 kV;
 - Trasformatore per i servizi ausiliari;
 - Quadri BT;
 - Inverter;
- n.1 cabina di impianto a 36 kV: con all'interno gli apparati per la gestione e il controllo dell'impianto:
- rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento tra le varie cabine di campo e la cabina d'impianto;
- rete elettrica interna a 1500 V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter.
- rete elettrica interna circa a 600 V tra gli inverter e i trasformatori elevatori;
- impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine.

4.1 MODULO FOTOVOLTAICO

Ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare i moduli **Trina Solar Vertex TSM-DE 21** da **670 W**, monofacciali e monocristallini, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; G=1000 W/m²; T=25 °C) sono di seguito riportate:

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η _m (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.					
ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01
NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.					
MECHANICAL DATA					
Solar Cells	Monocrystalline				
No. of cells	132 cells				
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)				
Weight	33.3 kg (73.4 lb)				
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass				
Encapsulant material	EVA				
Backsheet	White				
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy				
J-Box	IP 68 rated				
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized				
Connector	MC4 EV02 / TS4*				
*Please refer to regional datasheet for specified connector.					
TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS			
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40 ~ +85°C		
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)		
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C		1500V DC (UL)		
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	30A		
WARRANTY		PACKAGING CONFIGURATION			
12 year Product Workmanship Warranty		Modules per box: 33 pieces			
25 year Power Warranty		Modules per 40' container: 594 pieces			
2% first year degradation					
0.55% Annual Power Attenuation					
(Please refer to product warranty for details)					

Immagine 2 - Caratteristiche moduli fotovoltaici

Il modulo è composto da 132 celle e pesa 33,9 kg. Le sue dimensioni sono: 2,384 m * 1,303 m * 0,035 m.

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno, chiamati tracker e collegati elettricamente, in serie, in modo tale da formare le stringhe fotovoltaiche. Le stringhe saranno costituite da **28** moduli in serie. Le stringhe saranno direttamente attestate alla sezione di input degli inverter di stringa, tramite connettori MC4 o similari.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori. Le caratteristiche saranno comunque simili e comparabili a quelle del modulo FV precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche e non sarà superata la potenza di picco totale dell'impianto (kWp).

4.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

L'installazione dei pannelli fotovoltaici sarà realizzata su tracker ad asse singolo, ancorato direttamente al suolo. I tracker saranno posizionati paralleli alla direttrice N-S, con un orientamento azimutale a +/- 90° EST-OVEST e avrà un'inclinazione variabile rispetto all'orizzontale di +/- 55°.

Tale utilizzo, è la più idonea al fine di massimizzare la resa dell'impianto fotovoltaico, incrementando il rendimento di circa il 20 %.

Per il sostegno dei moduli fotovoltaici sarà utilizzato un inseguitore solare monoassiale (Tracker: inseguitori a **rollio**) disposto lungo l'asse Nord -Sud dell'impianto fotovoltaico, realizzato in acciaio zincato a caldo ed alluminio. L'inseguitore solare sarà in grado di ruotare secondo la Direttrice Est – Ovest in funzione della posizione del sole. La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto. Infatti l'inseguitore utilizzato ha un sistema di alimentazione di **tipo attivo**, ossia il movimento dei moduli è attuato mediante l'utilizzo di motori elettrici, che, a fronte di un consumo energetico limitato, assicurano un sistema di puntamento efficace.

Gli inseguitori saranno disposti per file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 8,3 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

- L'inseguitore monoassiale sarà in grado di ospitare fino ad un massimo di n. 28 moduli fotovoltaici e sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo. L'inseguitore sarà dotato di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- Alimentato da Modulo fotovoltaico dotato di Batteria di Back up;
- Sistema di comunicazione Wireless;
- Sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- Backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l'ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;
- Possibilità di installazione per pendenze del terreno fino al 17%.

La caratteristica che li distingue è l'applicazione di una modalità di inseguimento definita *backtracking*, che viene adottata in particolari situazioni in cui la superficie lorda occupata dai filari inseguitori deve essere minimizzata. All'alba e al tramonto, il disco solare trovandosi in posizione bassa rispetto all'orizzonte induce sul generatore fotovoltaico lo sviluppo di un campo di ombreggiamento i cui effetti, per essere armonizzati in termini di producibilità, determinano l'incremento della distanza tra filari e quindi un aumento dell'area lorda occupata dall'impianto, si ha quindi una diminuzione del **Ground Ratio**, definito come il rapporto tra l'area attiva del campo FV e l'area lorda occupata.

Il parametro differenziale su cui agiscono i dispositivi di controllo in retroazione è l'angolo di inclinazione minimo dei raggi solari, per cui in un sistema elementare di due filari il secondo sarà ombreggiato.

All'alba, il generatore fotovoltaico a bordo dei filari inseguitori, viene disposto con basso angolo di inclinazione rispetto al piano orizzontale, venendo meno la classica strategia di inseguimento che prevede dalla prima ora di sole l'annullamento dell'angolo di incidenza della radiazione solare. Da questa posizione gli inseguitori cominciano a "contro-inseguire" il sole, grazie all'ausilio dei servomeccanismi che processano una funzione compensatrice in grado di calibrare gli spostamenti rotazionali reciproci al fine di evitare un mutuo-ombreggiamento. Il contro-inseguimento termina non appena il sole, raggiunta una posizione relativamente alta sulla volta celeste, permette al controllore, sensibile al mancato ombreggiamento, di invertire la strategia di inseguimento portando i filari del back-tracking al normale inseguimento. La stessa sequenza viene applicata al tramonto, permettendo così avere il doppio vantaggio dell'aumento del GR e della mancata perdita di producibilità imputabile all'interazione filare-filare.

L'utilizzo in Italia di questa tecnologia di inseguimento solare determina aumenti di producibilità dell'ordine del 20% circa rispetto ad impianti fissi orientati in maniera ottimale (azimut 0°, tilt 30°).

Riguardo la disposizione geometrica degli inseguitori monoassiali, è opportuno introdurre due parametri rappresentativi:

- **II GROUND RATIO, GR**, che è un parametro rappresentativo delle installazioni fotovoltaiche sia fisse sia a inseguimento, in quanto rappresenta il rapporto tra l'area attiva (o captante) del generatore fotovoltaico e l'area lorda occupata dall'impianto fotovoltaico su di un terreno, una copertura di un capannone industriale, un terrazzo piano, un tetto a falda, ecc. ($GR = \text{Area captante del generatore} / \text{Area lorda di impianto}$). Nel progetto in esame il GR è pari a 25,55%.
- **L'INDICE DI CONSUMO SUOLO** di un sito misurato in termini di ha per MWp installato (più usato anche come parametro, di maggiore immediatezza). Nel progetto in esame è pari a 1,81 ha/MW.

4.3 INVERTER

Il gruppo di conversione è composto da due convertitori statici (Inverter) per ogni isola. Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza).
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF in conformità alle norme CEI.
- Protezioni per il distacco dalla rete per valori fuori soglia di tensione, frequenza e corrente come prescritto dalle norme CEI.
- Conformità marchio CE.

- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima 93 % al 75% della potenza nominale.
- sistema di misura e controllo d'isolamento della sezione cc; scaricatori di sovratensione lato cc; rispondenza alle norme generali su EMC: Direttiva Compatibilità Elettromagnetica (89/336/CEE e successive modifiche 92/31/CEE, 93/68/CEE e 93/97/CEE);
- trasformatore di isolamento, incorporato o non, in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20;
- protezioni di interfaccia integrate per la sconnessione dalla rete in caso di valori fuori soglia di tensione e frequenza e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale (certificato DK5940).
- Per le ulteriori specifiche dell'inverter si allega la scheda di riferimento.

L'inverter scelto per l'impianto fotovoltaico è di tipo centralizzato ed è il PVS980 – 58 da 1818 kVA della FIMER. È un inverter adatto alle centrali di grande taglia. Ne verranno utilizzati 20, ossia due per ogni cabina di campo.

Esso ha un'efficienza molto elevata, associata un sistema di controllo e di ottimizzazione per il raggiungimento di massima potenza. Ha diverse funzionalità importanti, come un raffrescamento autonomo, un sistema di controllo dei guasti per assicurare una ridotta manutenzione, rispetto agli altri inverter. Ha un design compatto e modulare e ha una elevata tensione DC in ingresso pari a 1500 V.

Nella figura 3 è presente un'immagine dell'inverter. Pesa 3500 kg e le sue dimensioni sono le seguenti: 3,180 m * 2,443 m * 1,522 m e sarà installato all'esterno della cabina di campo.



Immagine 3 - Inverter

Nella pagina seguente è riportata la scheda tecnica del prodotto.

Technical data and types				
Product Type designation	PVS980-58 2.0 MVA -1818kVA-I	PVS980-58 2.1 MVA -1909kVA-J	PVS980-58 2.2 MVA -2000kVA-K	PVS980-58 2.3 MVA -2091kVA-L
Input (DC)				
Maximum recommended PV power ($P_{PV, max}$) ²¹	2909 kWp	3056 kWp	3200 kWp	3346 kWp
Maximum DC current ($I_{max(DC)}$)	2400 A	2400 A	2400 A	2400 A
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$) at 35 °C	850 to 1500 V	893 to 1500 V	935 to 1500 V	978 to 1500 V
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$) at 50 °C	850 to 1100 V	893 to 1100 V	935 to 1100 V	978 to 1100 V
Maximum DC voltage ($U_{max(DC)}$)	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V
Number of MPPT trackers	1	1	1	1
Number of protected DC inputs	8 ²² to 24 (+/-)	8 ²² to 24 (+/-)	8 ²² to 24 (+/-)	8 ²² to 24 (+/-)
Output (AC)				
Maximum power ($S_{max(AC)}$) ²¹	2000 kVA	2100 kVA	2200 kVA	2300 kVA
Nominal power ($S_{N(AC)}$) ²¹	1818 kVA	1909 kVA	2000 kVA	2091 kVA
Maximum AC current ($I_{max(AC)}$)	1925 A	1925 A	1925 A	1925 A
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	1750 A	1750 A	1750 A	1750 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ²¹	600 V	630 V	660 V	690 V
Output frequency ²³	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ²⁴	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ²⁵	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency				
Maximum ²⁶	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%
Euro-eta ²⁶	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%
CEC efficiency ²⁶	98.0%	98.5%	98.5%	98.5%
Power consumption				
Self consumption in normal operation	≤ 2500 W	≤ 2500 W	≤ 2500 W	≤ 2500 W
Standby operation consumption	235 W	235 W	235 W	235 W
Auxiliary voltage source ²⁷	External, 1-phase	External, 1-phase	External, 1-phase	External, 1-phase
Environmental limits				
Degree of protection			IP66 ²¹¹ / UL Type 3R	
Ambient temp. range (nom. ratings) ²²			-20 °C to +50 °C	
Relative humidity			5% to 100%	
Maximum altitude (above sea level)			4000 m ²⁴	
Typical sound pressure level (at 1 m distance)			< 75 dB (A) ²⁵	
Maximum sound pressure level (at 1 m distance)			< 88 dB (A) ²⁵	
Local user interface			Control panel	
Analog inputs			2 as standard	
Digital inputs/relay outputs			7/1 as standard	
Fieldbus connectivity			Modbus, Profinet, Ethernet ²⁶	
Product compliance				
Safety and EMC ²⁶			CE conformity according to LV and EMC directives	
Certifications and approvals			IEC, UL, CSA, RCM, IEEE, BDEW, CEI, SAGC, FCC and more	
Grid support and grid functions			Reactive power compensation ²⁷ , Power reduction, LVRT, HVRT, FqRT	
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	3180/2443/1522	3180/2443/1522	3180/2443/1522	3180/2443/1522
Weight appr.	3500 kg	3500 kg	3500 kg	3500 kg

²¹ DC/AC ratio over 1.6 might decrease maintenance intervals

²² As standard

²³ At 35 °C

²⁴ At 50 °C

²⁵ ±10%

²⁶ At nominal power

²⁷ Inverter side must be IT type

²⁸ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}

²⁹ With auxiliary power included

³⁰ Internal as option

³¹ Excluding underpressure testing, IP56 with underpressure

³² -40 °C as option

³³ Power derating after 50 °C

³⁴ Power derating above 1000 m

³⁵ A - weighted

³⁶ More communication options as engineered option

³⁷ Also at night

Immagine 4 - Caratteristiche inverter

4.4 VERIFICA CONFIGURAZIONE STRINGHE DI MODULI CON L'INVERTER

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, è stato verificato il corretto dimensionamento tra inverter e stringhe, come è mostrato nelle pagine seguenti. Le condizioni da rispettare sono:

- La massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- La massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- La minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- La massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter). La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a -10°C . La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{\text{MAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) \text{ [V]}$$

Dove:

- N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa,
- $U_{\text{MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento. Essa si calcola con la seguente espressione:

$$U_{\text{MAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) = U_{\text{oc}}(25^{\circ}\text{C}) - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

Dove:

- U_{oc} (25°C) è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX mod}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{max inv}$$

essendo $U_{max inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa ed è pari a 1500 V.

La tensione massima a circuito aperto raggiunta dal campo FV è pari a 1403,75 V.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter). La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000W/m², e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT MAX FV}(\theta_{min.}) = N_s \cdot U_{MPPT MAX modulo}(\theta_{min})$$

Dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT MAX modulo}(\theta_{min})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT MAX modulo}(\theta_{min}) = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT MAX FV}(\theta_{min.}) = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT MAX INVERTER}$$

dove $U_{MPPT MAX INVERTER}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa ed è pari a 1500 V.

La tensione massima raggiunta dal campo FV in condizioni di massima potenza è pari a 1163,19 V.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter). La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- Irraggiamento pari a 1000 W/m²
- Temperatura θ_{max} pari a 70°C.

E può essere calcolata con la seguente espressione:

$$UMPPT \text{ min FV} = N_s \cdot UMPPT \text{ min modulo}$$

Dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- UMPPT min modulo è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$UMPPT \text{ min modulo} = UMPPT_{\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$UMPPT \text{ min FV} = N_s \cdot [UMPPT_{\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})] \geq UMPPT \text{ min INVERTER}$$

essendo UMPPT min INVERTER la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

La tensione minima dell'inverter è pari a 850 V. La tensione minima raggiunta dal campo FV in condizioni di massima potenza è pari a 949,27 V.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter). La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo. La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Dove:

- Istring,Max è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m²

. Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\max \text{ FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\max \text{ Inverter}}$$

Dove:

- I_{max FV} è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- I_{max inverter} è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La massima corrente che è accettata dall'inverter è 2400 A. La massima corrente in ingresso all'inverter è pari a 568,65 A.

Considerando che le strutture di sostegno dei moduli scelte possono alloggiare fino a 28 moduli, è stato verificato il corretto coordinamento supponendo di realizzare stringhe fotovoltaiche da 28 moduli, ottenendo esito positivo.

4.5 TRASFORMATORE

In ogni cabina alloggeranno n. 2 inverter, con relativo quadro di parallelo. Le protezioni a salvaguardia di ciascun convertitore saranno poste sia in Quadri DC che in Quadri AC. Da quest'ultimo con cavi opportunamente dimensionati si alimenterà il primario di un trasformatore elevatore "triangolo-stella" 600 V/36 KV di potenza pari a 5000 kVA.

Di seguito, la scheda di riferimento del relativo trasformatore.

TIPOLOGIA TRASFORMATORE	A secco
NORME DI RIFERIMENTO	IEC 60076-11, EU 548/15
POTENZA NOMINALE (KVA)	5000
NUMERO FASI	3
FREQUENZA (HZ)	50
TENSIONE NOMINALE (V)	36000
REGOLAZIONE PRIMARIO (%)	±2x2,5
GRUPPO VETTORIALE	Dyn11
TIPO AVVOLGIMENTO 1°/1°	Triangolo/Stella



Figura 5 – Caratteristiche tecniche trasformatore a secco

4.6 CABINE NELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Sono presenti due tipologie di cabine nel campo FV:

- 1) Cabine di campo
- 2) Cabina di impianto

4.6.1 CABINE DI CAMPO

Localizzate in maniera omogeneamente distribuita nel parco rispetto alle relative isole, saranno posizionate le 10 cabine di campo.

Sono fondamentali per la trasformazione dell'energia elettrica da continua ad alternata, grazie agli inverter e per l'innalzamento della tensione da bassa a alta, grazie ai trasformatori. Saranno progettate per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. L'apparato avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni. Le cabine saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai campi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dai quadri di campo che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie. Per ognuna delle cabine è indicativamente prevista la realizzazione di un impianto di ventilazione naturale che utilizzerà un sistema di griglie posizionate nelle pareti in due differenti livelli e un impianto di condizionamento e/o di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle apparecchiature che entrerà in funzione nel periodo di massima temperatura estiva. All'interno del sistema saranno presenti:

- Trasformatore BT/AT;
- Quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore;
- Interruttori di alta tensione;
- Quadri servizi ausiliari;
- Sistema di dissipazione del calore;
- Dotazioni di sicurezza;
- UPS per servizi ausiliari;
- Rilevatore di fumo;
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce
- Inverter
- Quadri in AC
- Quadri in DC

- Dispositivi di sicurezza.

Nella cabina di campo sono presenti principalmente gli inverter, gli organi di manovra e i quadri CC e AC.

Nel locale inverter ciascun convertitore statico verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore elevatore.

I trasformatori sono a secco saranno posizionati nelle cabine di campo. Le caratteristiche dei trasformatori sono le seguenti: 600 V (BT) /36 kV con potenza 5000 kVA (Vcc% 6%, ONAN, Dy11, IP54), quadro a 36 kV conformi alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e fusibili di protezione. All'interno della cabina di campo è predisposto un quadro elettrico a 36 kV, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 50N, 51 e 51N per la protezione dei montanti 36 kV di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra.

Le apparecchiature elettriche installate in cabina devono essere rispondenti alle specifiche norme CEI applicabili.

4.6.2 CABINE D'IMPIANTO

Dalle cabine di campo, dopo l'elevazione di tensione, l'energia è convogliata, tramite linee costituite da cavi interrati e posati a trifoglio entro trincee nella cabina d'impianto. La tensione è pari a 36 kV. Le dimensioni minime della cabina sono 6,7*2,5*2,45 m3, dove 2,45 è l'altezza. Essa è localizzata in prossimità della recinzione.

Nella cabina d'impianto sono presenti i seguenti componenti:

- Quadro generale
- Quadri servizi ausiliari;
- Sistema di dissipazione del calore;
- Dotazioni di sicurezza;
- UPS per servizi ausiliari;

- Rilevatore di fumo;
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce
- Dispositivi di sicurezza
- Computer per il monitoraggio.
- Deposito per componenti di scorta, come moduli FV o inverter.

Per questo motivo la cabina di impianto ha almeno due locali.

4.7 QUADRO GENERALE

Per il progetto in esame è previsto un quadro a 36kV collettore di impianto denominato "QUADRO GENERALE" che sarà installato ai confini dell'area 'impianto fotovoltaico, nella cabina di impianto; il suddetto quadro raccoglie le linee in arrivo a 36kV dalle cabine di campo delle isole, oltre a fornire i Servizi Ausiliari per l'area del campo fotovoltaico.

Le caratteristiche tecniche del quadro a 36kV sono le seguenti:

- Tensione nominale/esercizio: 27-36 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- N° fasi: 3
- Corrente nominale delle sbarre principali: fino a 1250 A
- Corrente di corto circuito: 31.5 kA/1s o 40kA/0,5s
- Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale: 16-25 kA
- Tenuta arco interno: 31,5kA/1s o 40kA/0,5s

Il quadro e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (International Electrotechnical Commission) in vigore.

Ciascun quadro elettrico sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinato alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

Il quadro sarà realizzato in esecuzione protetta e sarà adatto per l'installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Il quadro dovrà garantire la protezione contro l'arco interno sul fronte del quadro fino a 40kA per 0.5 s (CEI-EN 60298).

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante, di tipo "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17.1, allegato EE), che realizza un insieme a tenuta riempito con esafluoruro di zolfo (SF6) a bassa pressione relativa, delle parti attive contenute nell'involucro e di un comando manuale ad accumulo di energia tipo RI per versione SF1, (tipo GMH elettrico per SF2).

Gli interruttori saranno predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea, e potranno essere dotati dei seguenti accessori:

- comando a motore carica molle;
- comando manuale carica molle;
- sganciatore di apertura;
- sganciatore di chiusura;
- conta manovre meccanico;
- contatti ausiliari per la segnalazione di aperto
- chiuso dell'interruttore.

Il comando degli interruttori sarà del tipo ad energia accumulata a mezzo molle di chiusura precaricate tramite motore, ed in caso di emergenza con manovra manuale.

Le manovre di chiusura ed apertura saranno indipendenti dall'operatore.

Il comando sarà a sgancio libero assicurando l'apertura dei contatti principali anche se l'ordine di apertura è dato dopo l'inizio di una manovra di chiusura, secondo le norme CEI 17-1 e IEC 56.

La regolazione della protezione dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente. I valori di regolazione della protezione generale saranno impostati dall'Utente in sede di progetto esecutivo.

Sono previste, inoltre, le seguenti protezioni:

- massima tensione (senza ritardo intenzionale) (soglia 59);
- minima tensione (ritardo tipico: 300 ms) (soglia 27);
- massima frequenza (senza ritardo Rev. 0 - del 21/07/2022:
- minima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81 <);
- massima tensione omopolare V0 (ritardata) (soglia 59N). intenzionale) (soglia 81 >).

4.8 CAVI ELETTRICI

I cavi principali utilizzati in questo impianto FV sono:

- 1) in BT in CC, che collegano i moduli fotovoltaici allo string box;
- 2) in BT in CC, che collegano lo string box all'inverter;
- 3) in BT in CA, che collegano l'inverter al trasformatore;
- 4) in AT in CA, che collegano il trasformatore alla cabina di impianto;
- 5) in AT in CA, che collegano la cabina di impianto allo stallo della futura stazione elettrica.

Per il dimensionamento della sezione, si assume come riferimento la tabella CEI UNEL 35024 che fornisce la portata nominale dei conduttori elettrici in funzione della tipologia di posa, del tipo di cavo ecc.

Inoltre, la sezione dei cavi deve soddisfare la condizione:

$$I^2t \leq S^2K^2$$

dove:

- I = massima corrente presunta di corto circuito nel punto di installazione [A];
- t = durata della corrente di corto circuito [s];
- S = sezione del cavo [mm²]
- K = valore tabellare

Affinché sia soddisfatta la suddetta condizione, è necessario considerare le caratteristiche della protezione dai corto circuiti presente a monte.

4.8.1 CAVI IN BT

Questa tipologia di cavi sono utilizzati per il collegamento dai moduli fino all'inverter (in DC) e dall'inverter fino al trasformatore (in AC).

Le norme elettriche prevedono questa classificazione di cavi

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: rosso per il positivo e nero negativo.

Le sezioni dei conduttori sono sovradimensionate sia per le correnti sia per le limitate distanze tra loro.

Il tutto tiene conto anche della limitazione delle perdite di carico che devono essere contenute entro un massimo del 2%.

Il collegamento tra i moduli che compongono ciascuna stringa sarà realizzato, per quanto possibile, con i cavi di cui sono dotati i moduli.

Per collegare le stringhe di moduli FV all'inverter centralizzato, risulta fondamentale l'utilizzo dello string box.

Il collegamento tra i capi delle stringhe e la cassette di stringa sarà realizzato con cavi con conduttore in rame elettrolitico stagnato, aventi alta resistenza agli agenti atmosferici, all'umidità e ai raggi UV, con elevato range di temperatura di esercizio di isolamento, in HEPR 120°C e guaina di protezione EVA 120°C (tipo **FG21M21**) denominati "solari" di sezione **16 mm²**, tenuto conto della distanza di ciascuna stringa dal relativo quadro di parallelo e della necessità di limitare le perdite nei cavi. Tale collegamento avverrà grazie a coppie maschio-femmina di connettori, tipo MultiContact - MC4, e i cavi solari scorreranno in canaline metalliche poggiate adeguatamente sui profili metallici lungo tutta la struttura fino a scendere poi in un tratto discendente della canalina lungo uno dei profili verticali fino al pozzetto posizionato nelle vicinanze della struttura, da dove proseguiranno in tubo corrugato a doppia parete, fino a giungere allo string box.

Per il collegamento in BT in CC dagli string box all'inverter si utilizzano i cavi unipolari **FG21M21** da **95 mm²**, i cavi saranno interrati.

Per il collegamento in BT in CA dagli inverter ai trasformatori, si utilizzano i cavi **ARG7R**, tripolari da **150 mm²**. Poiché a ogni trasformatore saranno collegati due inverter, prima del collegamento è necessario realizzare un parallelo dei cavi provenienti dai convertitori CC/CA. La distanza tra gli inverter e i trasformatori è minima.

In genere lungo i cavidotti interrati verranno posizionati altri pozzetti rompi-tratta per favorire l'infilaggio dei cavi.

4.8.2 CAVI IN AT

I cavi in AT all'interno dell'impianto FV, vanno dai trasformatori della cabina di campo fino alla cabina di impianto, inoltre è previsto un cavidotto in AT 36 kV dalla cabina di impianto fino alla futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da collegare in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Marzanello - Pignataro".

Per il collegamento dai trasformatori alla cabina di impianto verranno utilizzati una terna di cavi **RG7H1R** da **150 mm²**. Questi cavi saranno interrati a **trifoglio** per minimizzare gli effetti elettromagnetici.

L'elettrodotto, che va dalla cabina di impianto allo stallo della futura stazione elettrica, sarà interrato e sarà costituito da una doppia terna di cavi **RG7H1R** da **500 mm²**. I cavi saranno interrati a **trifoglio**, per minimizzare gli effetti elettromagnetici.

Come già riportato nei precedenti paragrafi l'impianto fotovoltaico sarà connesso tecnicamente in antenna alla sezione 36 kV di una stazione elettrica RTN di nuova realizzazione. La connessione a partire dall'area di impianto avverrà attraverso una linea in cavo interrato di lunghezza pari a circa 7,5 km in arrivo alla stazione Terna, all'interno di una cabina di impianto, costituita da un dispositivo generale ed un dispositivo di interfaccia e tutti gli apparati di gestione e controllo dell'impianto fotovoltaico ridondanti rispetto a quelli presenti internamente all'area di impianto fotovoltaico (cabina generale 36 kV di impianto). All'interno della sezione 36 kV della nuova stazione Terna verrà predisposta una cella 36 kV per la connessione dell'impianto fotovoltaico in oggetto. I gruppi di misura sono di proprietà del distributore e devono essere installati in apposito locale contatori all'interno della cabina di impianto; la misura fiscale sarà eseguita in corrispondenza del quadro 36 kV posto in cabina di impianto.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,4 m; il tipologico di posa di riferimento sarà il seguente.

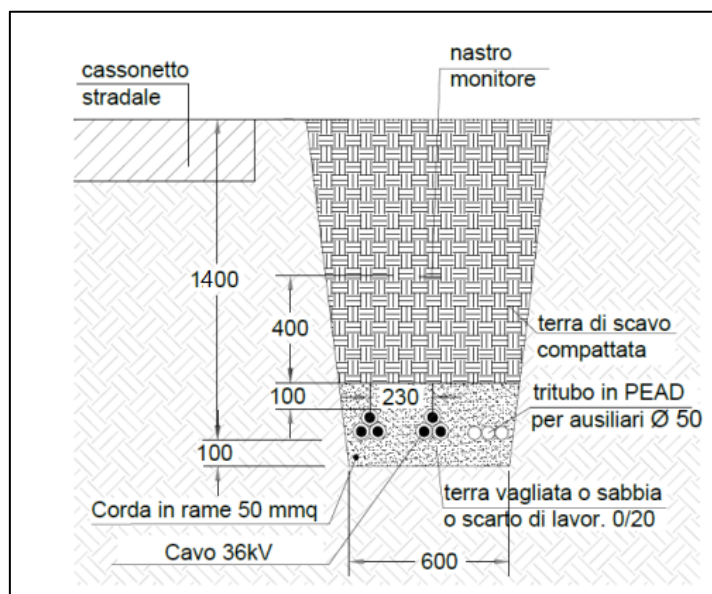


Figura 6: Tipologica posa linee di connessione

All'interno dello stesso scavo sarà predisposto un tritubo, quale predisposizione per il passaggio della fibra ottica per la trasmissione dei dati di impianto. Tale tipologico ha carattere puramente indicativo; si dovrà valutare nelle successive fasi l'utilizzo di una protezione meccanica integrativa a protezione delle terne e un eventuale ulteriore distanziamento tra le linee 36 kV e le linee dati.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da lastre di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm.

L'elettrodotto a 36 kV sarà costituito da 2 * 3 conduttori elicoidali di rame rosso di sezione pari a 500 mm².

Si è deciso, per motivi di produzione che dalla cabina di impianto, partiranno due terne a 36 kV, che poi si congiungeranno in prossimità della stazione elettrica.

Il cavo verrà fornito in bobine con pezzatura da 500 m circa. Poiché l'elettrodotto avrà una lunghezza di circa 7500 m si prevede l'esecuzione all'incirca di 15x2 giunzioni intermedie.

Le caratteristiche principali dei cavi **RG7H1R** sono:

Non propagazione della fiamma;

Senza piombo.

Caratteristiche costruttive

Conduttore: rame, formazione rigida compatta, classe 2.

Semiconduttivo interno: elastomerico estrusa.

Isolamento: Isolamento in HEPR di qualità G7.

Semiconduttivo esterno: miscela estrusa pelabile a freddo

Schermatura: Fili di rame rosso con nastro di rame in contro-spirale

Guaina esterna: PVC + materiale non fibroso e non igroscopico.

Colore: Rosso

Riferimento normativo

Costruzione e requisiti: IEC 60502 | CEI 20-13

Propagazione della fiamma: secondo normative CEI EN 60332-1-2

Misura delle scariche parziali: CEI 20-16 | IEC 60885-3

Caratteristiche funzionali

26/45 kV

Temperatura massima di esercizio: +90°C

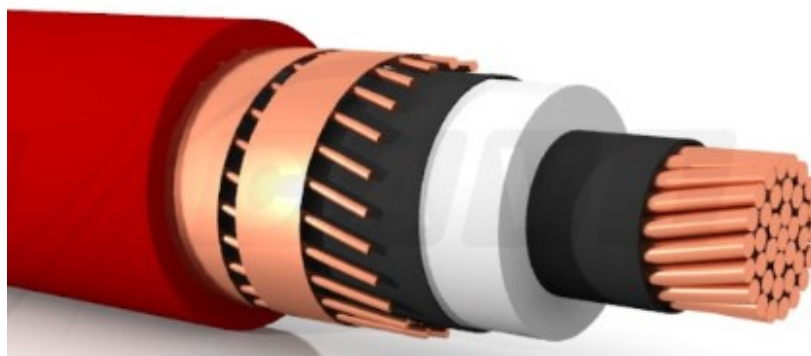
Temperatura minima di esercizio: -15°C (*in assenza di sollecitazioni meccaniche*)

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.

Temperatura minima di posa: 0°C


Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 52 kV

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

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

Immagine 7 – Esempio di cavo per l'AT e sua scheda tecnica

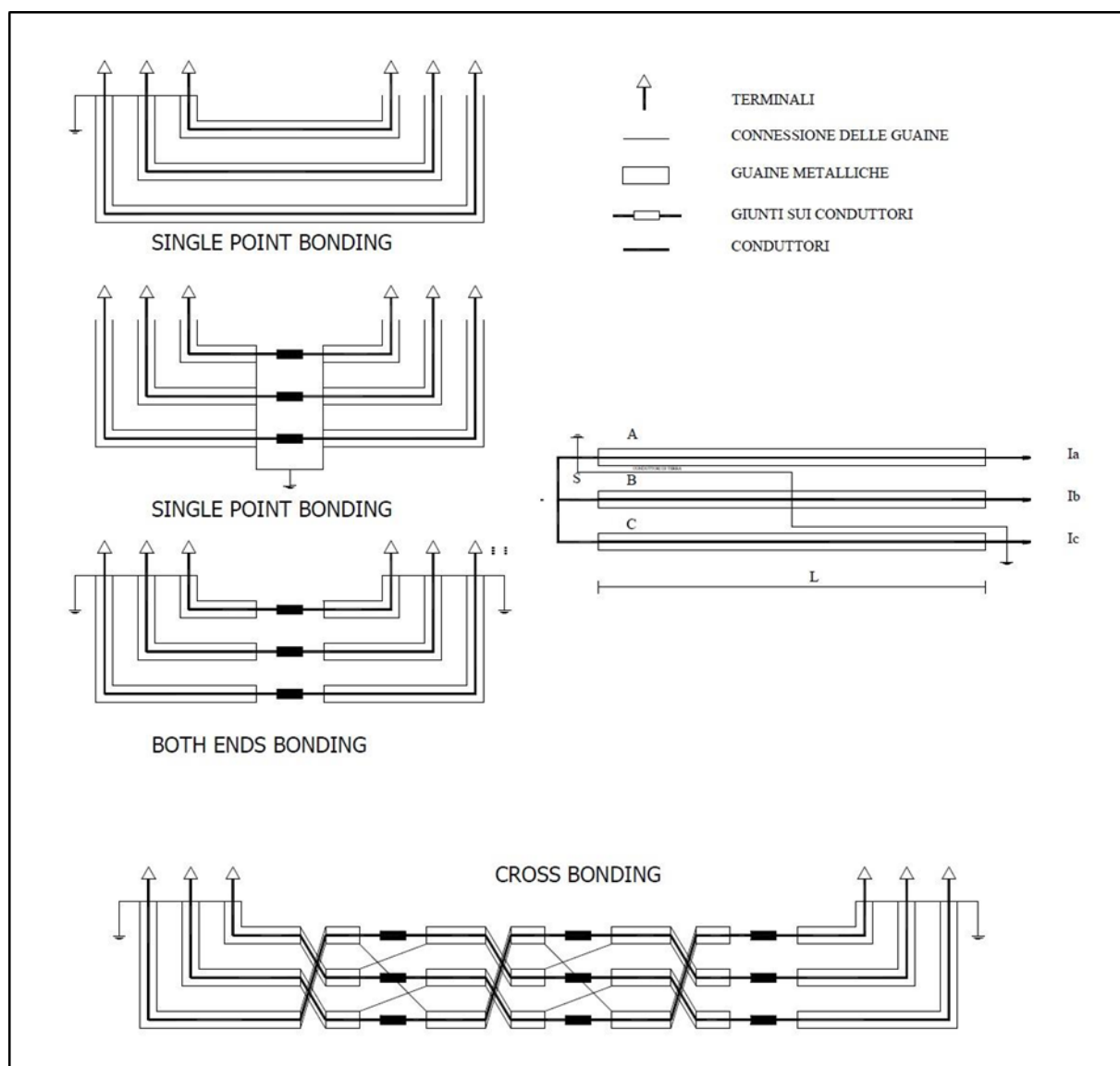


Immagine 4 – Esempi di giunti

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

In alcuni casi particolari e comunque dove si renderà necessario, in particolare per tratti interni ai centri abitati e in corrispondenza di attraversamenti, si potrà procedere anche con modalità diverse da quelle su esposte.

In particolare, si evidenzia che in alcuni casi specifici potrebbe essere necessario procedere alla posa del cavo con:

- Perforazione teleguidata;
- Staffaggio su ponti o strutture preesistenti;
- Posa del cavo in tubo interrato;
- Realizzazione manufatti per attraversamenti corsi d'acqua.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

4.9 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra sarà unico per tutta l'area del campo fotovoltaico, ad esso dovranno essere connessi tutti i conduttori che realizzano la messa a terra di funzionamento (scaricatori e sistemi per la protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche), l'impianto di terra dovrà essere eseguito in modo da soddisfare le seguenti condizioni:

- efficienza garantita nel tempo;
- dispersione delle correnti di guasto senza subirne danni.

L'impianto comprenderà, infine, la rete dei conduttori di protezione, installati negli stessi condotti dei cavi di fase ed estesa a tutti gli utilizzatori.

L'impianto di terra viene realizzato sotto forma di conduttore circolare chiuso, integrato con dei picchetti di messa a terra. Il conduttore circolare, infatti, limita la tensione di un fulmine. I picchetti di terra, invece, garantiscono un valore di resistenza di terra ancora più contenuto e costante per l'intero impianto di messa a terra.

L'impianto di terra dovrà essere coordinato in modo opportuno per evitare, in caso di guasto sulle apparecchiature in AT, il trasferimento di elevate tensioni totali di terra che, attraverso il percorso elettrico, si potrebbero propagare alle masse e alle masse estranee dell'impianto utilizzatore.

Un buon livello di sicurezza sia all'interno sia all'esterno dell'impianto la si ottiene contenendo le tensioni di passo e di contatto con particolari accorgimenti atti a ridurre i gradienti di potenziale nel terreno e a garantire una efficiente equipotenzialità tra le masse e le masse estranee.

La cabina elettrica deve essere dotata di un impianto di terra conforme alle Norme CEI 64-8; le masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra secondo le prescrizioni della Norma CEI EN 61936 e CEI EN 50522.

L'impianto disperdente sarà realizzato al di sotto del vano cabina mediante la realizzazione di una maglia di terra realizzata con treccia di rame nudo da 35mmq e 50mmq. I conduttori saranno fissati mediante morsetti a pettine.

Nei 4 vertici, e comunque ad una distanza minima di 1 metro, sarà posato un dispersore del tipo in acciaio o ramato di sezione minima superiore ai sensi della norma (CEI 99-3):

$$A = \frac{1}{K} \sqrt{I^2 t}$$

dove:

A = sezione minima del dispersore in mm²;

I = corrente che percorre l'elemento in considerazione (in ampere);

t= tempo di eliminazione del guasto (in secondi);

k = è un coefficiente

L'impianto di terra, in presenza della corrente di guasto IG (fornita dal Distributore) non deve presentare in nessun punto, sia interno che esterno alla cabina, una tensione di passo e di contatto superiore al valore di tensione specificato nelle Norme CEI assunto in relazione al tempo di intervento delle protezioni. In sede di collaudo dovrà essere effettuata una misura della tensione di passo e di contatto secondo il dettato della Norma CEI 64-8 al fine di verificare il corretto dimensionamento della rete di terra.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

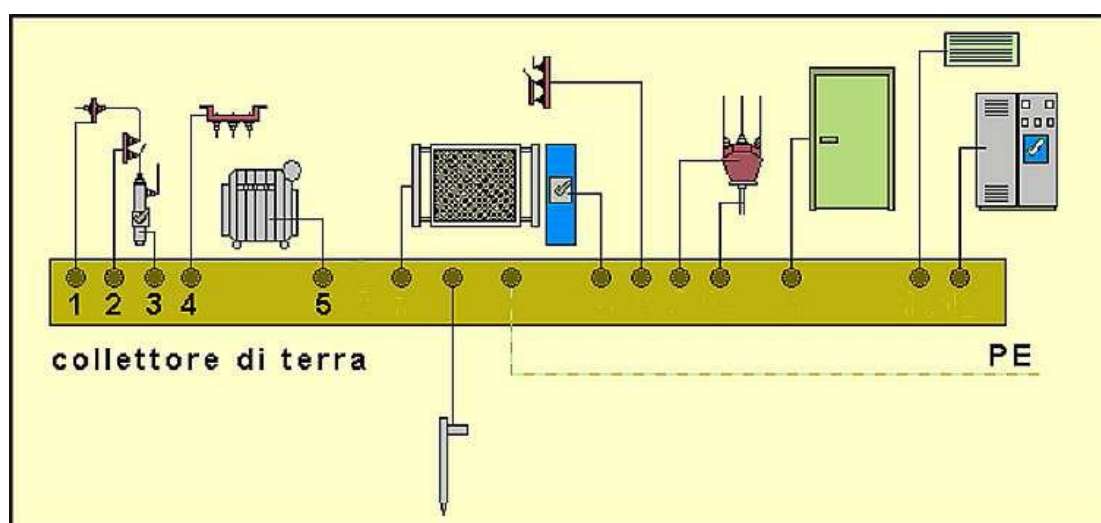
Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra opportunamente predisposto.

Da notare che, per tempi di interruzione del guasto non superiori a 1 s e con correnti di guasto non superiori a 2500 A, è sufficiente la sezione minima in rame di 16 mm², prescritta dalle Norme. Tutto ciò porta a concludere che nel caso di cabine alimentate con linee in MT isolate è sufficiente utilizzare per i conduttori di terra le sezioni minime prescritte dalle Norme, con la sola eccezione per il conduttore che collega il trasformatore al PE che può essere percorso da correnti IG che dipendono dalla U₀ e dall'impedenza dell'anello di guasto ($I_G = U_0/Z_S$). Tutte le parti metalliche accessibili delle macchine, delle apparecchiature, e della struttura suscettibili di entrare in contatto con elementi in tensione in seguito a guasti o di introdurre il potenziale di terra devono essere collegate al dispersore normalmente per mezzo di una sbarra che funge da collettore.



Tutte le parti della cabina suscettibili di entrare in contatto con elementi in tensione devono essere collegate al dispersore.

5. PROTEZIONI MECCANICHE

E' assolutamente necessario che sia impedito l'accesso a parti dell'impianto a tensione di rete in alta tensione in modo accidentale. E' opportuno utilizzare interblocchi meccanici che consentono l'accesso alle celle solo ad interruttore aperto, sezionatore di linea aperto e sezionatore di terra chiuso.

Qualora questo non fosse possibile, è necessario porre cartelli monitori sul pannello frontale ed il pannello stesso deve poter essere tolto solo mediante apposito attrezzo.

6. PRESCRIZIONI GENERALI

Deve essere prevista una illuminazione elettrica della cabina in modo tale da permettere un facile e sicuro esercizio. Deve altresì essere prevista una illuminazione di emergenza (apparecchi fissi o portatili). Le porte di accesso, l'involucro protettivo dei componenti di II categoria e tutte le masse metalliche devono essere collegate al conduttore equipotenziale. All'interno della cabina dovrà essere posata un tappeto isolante in modo che il piano sul quale poggia l'operatore non possa venire direttamente in contatto col suolo.

La cabina dovrà essere dotata di dispositivi che permettano di eseguire l'esercizio in condizioni di sicurezza. In particolare guanti e chiavistello per il sezionamento della parte in media tensione dovranno risiedere stabilmente all'interno della cabina. Mezzi di estinzione di tipo e quantità adeguata devono essere disposti in luoghi adeguatamente chiusi, possibilmente vicini alle porte di accesso e facilmente accessibili dall'esterno.

La cabina deve essere dotata di targhe, avvisi e cartelli di pericolo come segue:

- su ciascuna porta di accesso: un cartello di pericolo e di divieto di accesso;
- all'interno della cabina: una targa con le istruzioni di primo soccorso per le vittime di incidenti elettrici;
- all'interno della cabina deve essere riportato lo schema elettrico dell'impianto come da CEI EN 61936 e CEI EN 50522.

7. VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a) condizione da verificare: **$P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I / ISTC$** ;

in cui:

- **P_{cc}** è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- **P_{nom}** è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- **I** è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- **ISTC**, pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 W/m^2$.

b) condizione da verificare: **$P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$** .

in cui:

- **P_{ca}** è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza **P_{cc}** e della potenza **P_{ca}** deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (**I**) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

$$a') P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / ISTC$$

Ove **P_{tpv}** indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico **P_{tpv}**, nota la temperatura delle celle fotovoltaiche **T_{cel}**, possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * y / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente **T_{amb}** da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * y / 100$$

in cui:

- **y**: Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5 %/°C).
- **NOCT**: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C, ma può arrivare a 60 °C per moduli in vetrocamera).
- **T_{amb}**: Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- **T_{cel}**: è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

8. VARIE

Verrà applicata, in fase di esecuzione, la seguente cartellonistica:

- QUADRO ELETTRICO GENERALE
- PERICOLO
- QUADRO ELETTRICO
- NON USARE ACQUA PER SPEGNERE INCENDI

9. SISTEMA ANTI-INCENDIO E RISCHIO INCIDENTI

Saranno rispettate le fasce di rispetto previste dalla normativa vigente e le indicazioni sugli accessi alle aree, nonché le prescrizioni del Comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Caserta. Per gli interventi di prima necessità, in prossimità delle strumentazioni elettriche quali inverter, quadri, e trasformatori, saranno localizzati/installati estintori adatti, catalogati secondo la classe E, caricati con estinguente del tipo non tossico. Per gli interventi di prima necessità nell'intera area dell'impianto fotovoltaico saranno inoltre localizzati/installati estintori adatti per classe A-B-C con capacità estinguente non inferiore a 13A -89B, caricati con polveri o fluidi del tipo non tossico. In relazione alla presenza di lavoratori, si sottolinea come l'impianto fotovoltaico in fase di esercizio preveda attività di carattere saltuario. Il personale addetto alla manutenzione dell'impianto sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici, ed avrà il compito di supervisione e controllo delle apparecchiature elettriche. Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del D.Lgs 81/2008 e successive modificazioni e/o integrazioni.

10. CONCLUSIONI

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;

- dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/08, articolo 7, comma 1;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti e, in particolare, alle CEI 0-21 qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno al convertitore stesso;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE.