

REGIONE BASILICATA

Provincia di Matera

Comune di Matera



Proponente:



Via Vincenzo Bellini, 22
00198 Roma (RM)

Progettista:



Avda. Del Brillante, 32
14960 Córdoba (España)

**PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO DI
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE
FOTOVOLTAICA DI POTENZA COMPLESSIVA PARI
A 16,6 MWp E DELLE RELATIVE OPERE DI
CONNESSIONE DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI
MATERA (MT), DENOMINATO "CSPV MATERA"**

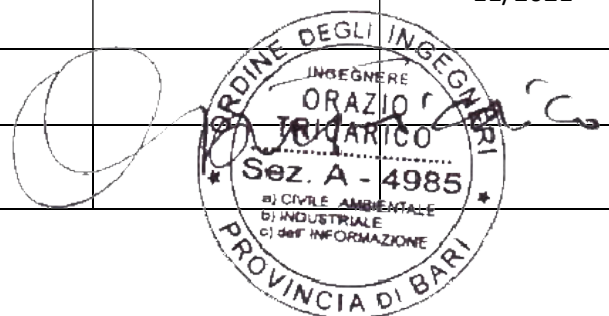
Novembre 2021 - Ed01



Via delle Resurrezio. 48 - 70125 Bari - Tel. 080 8219946 Fax 080 2020936

A.11 Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici

Versione	Elaborato	Controllato	Approvato	Data
01	B. L.	A. R.		11/2021



Sommario

1. OGGETTO	3
2. DATI DI PROGETTO	3
3. CARATTERISTICHE GENERALI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	4
Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica	4
Moduli fotovoltaici	5
Gruppo di conversione CC/CA (Inverter).....	7
Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici.....	9
4. OPERE CIVILI	11
4.1 Caratteristiche generali	11
4.2 Recinzione perimetrale	13
4.3 Piazzale, strade di accesso e viabilità di servizio.....	13
4.4 Cavidotti.....	14
4.4.1 Trincee di cablaggio BT.....	14
4.4.2 TRINCEE DI CABLAGGIO MT.....	15
4.5 Prefabbricati per cabine di conversione e cabine di raccolta/smistamento	15
5. OPERE DI ELETTRIFICAZIONE	16
5.1 Elettrodotti MT.....	17
5.1.1 Cavi.....	17
5.1.2 Temperatura di posa.....	18
5.1.3 Segnalazione della presenza dei cavi	18
5.1.4 Prova di isolamento	18
5.1.5 Giunzioni e terminazioni MT	19
5.1.6 Tubazioni.....	19
5.2 Cavi BT.....	19
5.3 Cabine di Conversione e Trasformazione.....	20

5.4 Cabina di raccolta/sezionamento	21
5.5 Impianti di illuminazione e sicurezza	23
5.6 Rete di terra	23
6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA	24
6.1 Sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT	24
6.1.1 Locale celle MT di arrivo	24
6.1.2 Montante AT	26
6.1.3 Impianto di terra	26
6.1.4 RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna.....	26
6.1.5 SCADA.....	27
6.2 Cavi AT.....	29
7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	30
7.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto.....	30
7.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.	30
7.3 Protezione dalle fulminazioni	31
7.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto.....	31
7.5 Impianto di messa a terra.....	32

1. OGGETTO

La presente relazione tecnico-descrittiva è relativa al progetto di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza complessiva pari a 16,6 MWp e delle relative opere di connessione da realizzarsi nel comune di Matera (MT), denominato “CSPV Matera”.

Il progetto di cui al capoverso precedente prevede:

- la realizzazione dell’impianto fotovoltaico;
- la realizzazione della sottostazione elettrica di trasformazione e consegna dell’energia prodotta;
- la realizzazione delle opere di rete.

Come prescritto nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) allegata al Preventivo di Connessione rilasciato da Terna S.p.A. in data 13 agosto 2021 prot. 0064519, l’impianto fotovoltaico sarà collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV denominata “Matera”.

2. DATI DI PROGETTO

PERSONA FISICA/GIURIDICA	
Richiedente	ABEI ENERGY GREEN ITALY I S.R.L..
SITO	
Ubicazione	Matera (MT) loc. “Matera”
Uso	Terreno agricolo – seminativo
Dati catastali	Comune di Matera: particelle 391, 392, 393 del foglio 20
Disponibilità di superficie per moduli	circa 28 Ha
Inclinazione superficie	pianeggiante
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Altitudine	386 slm
Latitudine - Longitudine	40°42'54.63"N - 16°42'40.61"E (area baricentrica)
DATI TECNICI	
Potenza nominale dell’impianto	Circa 16,6 MWp

Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	<1500 V
Tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione	<1000 V
Tipo di intervento richiesto: - Nuovo impianto - Trasformazione - Ampliamento	SI NO NO
Dati del collegamento elettrico - Descrizione della rete di collegamento - Tensione nominale (Un) - Vincoli della Società Distributrice da rispettare	MT neutro isolato Trasporto 30.000 V Specifiche ENEL
Punto di Consegna	Futuro ampliamento della Stazione Elettrica RTN 380/150 kV denominata "Matera" ubicata nel Comune di Matera

3. CARATTERISTICHE GENERALI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica

La superficie occupata dall'impianto si svilupperà su un'unica area.

La centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica in oggetto avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Potenza nominale al punto di connessione: 15 MW;
- Potenza di picco installata: 16,6 MWp;
- Modulo fotovoltaico: modulo monocristallino bifaciale Seraphim 540 Wp, modello SRP-540-BMA-BG o simile;
- Inverter: 2600 kVA di Gamesa Electric, modello Gamesa Electric PV 2500 o simile;
- Tracker fotovoltaico: 1V 2x56 bifilare di PV Hardware, modello Axone Duo o simile;
- Pitch (distanza tra gli assi): 6 metri;
- n. 3 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;
- n. 1 cabine di smistamento, raccolta e monitoraggio;
- rete elettrica interna a 1500 V tra i moduli fotovoltaici, e tra questi e le cabine di conversione e trasformazione;

- rete elettrica intera a 30 kV per il collegamento in entra-esce tra le varie cabine di conversione e trasformazione, e con le cabine di raccolta e monitoraggio;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (controllo, illuminazione, forza motrice, etc...);
- rete elettrica esterna a 30 kV dalla cabina di smistamento alla Sottostazione Elettrica AT/MT;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico;
- n. 1 Sottostazione Elettrica AT/MT da collegare collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV della RTN denominata "Matera".
- Strade stabilizzate che percorreranno tutto il parco secondo i piani;
- Sistema di videosorveglianza con telecamere ad un'altezza di 4-5 m su ogni 250 m di recinzione e agli angoli del parco.
- Strade stabilizzate che percorreranno tutto il parco secondo i piani

Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà composto da un totale di 30.744 moduli fotovoltaici interconnessi in gruppi conosciuti come stringhe.

Per questo progetto, sono stati selezionati moduli fotovoltaici bifacciale basati sulla tecnologia del silicio monocristallino, che è stata ampiamente testata in numerose installazioni in tutto il mondo.

I moduli selezionati per questo progetto avranno dimensioni di 2288 x 1134 mm, in grado di fornire una potenza di 540 Wp in condizioni standard.



Immagine 1

Il modulo deve essere prodotto da Seraphim o simile, e deve avere le seguenti caratteristiche:

Tabella 1

CARATTERISTICHE ELETTRICHE	MODUL	Ud.
Potenza	540	Wp
Tolleranza di uscita Pmax	0/+4,99	Wp
Corrente di potenza massima (Impp)	12,85	A
Tensione di potenza massima (Vmpp)	42,03	V
Corrente di corto circuito (Icc)	13,72	A
Tensione a circuito aperto (Voc)	49,77	V
Efficienza del modulo	20,8%	%
NOCT (800 W/m ² , 20°C, AM 1,5)	45 ± 2	°C
Tensione massima del sistema (Vdc)	1500	V

Come riportato nell'allegato 1 del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 tutti i componenti dell'impianto, oltre ad essere provati e verificati in laboratori accreditati in conformità alle norme UNI CEI EN ISO/IEC 17025, devono osservare le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 P_{nom} * \frac{I}{I_{stc}}$$

$$P_{ca} > 0.9 P_{cc}$$

Dove:

P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$;

P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = Irraggiamento in W/ m² misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

I_{stc} = 1000 W/ m², è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

In particolare, i criteri di selezione dei moduli saranno adottati per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche per ottimizzare l'efficienza delle stringhe; saranno inoltre utilizzati componenti e cavi selezionati con sezioni appropriate per ridurre le perdite sul lato DC.

Si prende in considerazione una riduzione dell'efficienza dei moduli dovuta al degrado dei componenti o all'insorgere di problemi di laminazione. Si è valutata una perdita della producibilità massima del 10% al ventesimo anno di vita dell'impianto ed una perdita media del 5% nell'arco dei 20 anni di vita dell'impianto, con un'equivalente riduzione dell'energia prodotta.

Gruppo di conversione CC/CA (Inverter)

L'inverter fotovoltaico sarà l'apparecchiatura incaricata di convertire la corrente continua a bassa tensione generata dai moduli fotovoltaici in corrente alternata a bassa tensione alla stessa frequenza della rete generale. All'uscita dell'inverter, l'energia sarà deviata al trasformatore, che sarà responsabile dell'innalzamento della tensione stabilita nel sistema interno di media tensione dell'impianto.



Immagine 2

Secondo le caratteristiche elettriche corrispondenti con il dimensionamento del sistema, saranno selezionati inverter trifase con una potenza nominale in c.a. pari a 2600 kVA. A questo proposito, va notato che l'inverter sarà scelto in base alle tecnologie disponibili sul mercato europeo al momento della costruzione. Pertanto, poiché la tecnologia fotovoltaica si evolve rapidamente, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla costruzione, queste tecnologie possano cambiare; pertanto, gli inverter da considerare saranno ovviamente di ultima generazione.

Gli inverter collegati alla rete hanno un sistema di controllo che permette un funzionamento completamente automatizzato e hanno le seguenti caratteristiche di funzionamento:

- Inseguimento del punto di massima potenza (MPP). A causa delle speciali caratteristiche di produzione di energia dei moduli fotovoltaici, essi variano il loro punto di massima potenza secondo l'irradiazione e la temperatura di funzionamento della cella. Per questo motivo, l'inverter deve essere in grado di far funzionare il campo solare nel punto di massima potenza, e avere una gamma abbastanza ampia di tensioni di ingresso.
- Caratteristiche del segnale generato. Il segnale generato dall'inverter è perfettamente sincronizzato con la rete per quanto riguarda la frequenza, la tensione e la fase a cui è collegato. Riduzione delle armoniche del segnale di corrente e tensione.
- Protezioni.
 - Protezione per l'interconnessione di frequenza massima e minima
 - Protezione per l'interconnessione di tensione massima o minima

- Guasto della rete o disconnessione da parte della società di distribuzione
- Tensione del generatore FV bassa
- Corrente insufficiente del generatore FV
- Alta temperatura

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.

Gli inverter previsti per l'impianto sono inverter Gamesa Electric, modello Gamesa Electric PV 2500 o simili. Le caratteristiche principali sono quelle indicate qui sotto:

Tabella 2

CARATTERISTICHE ELETTRICHE	INVERTER	UD.
INGRESSO		
Tensione MPP (25°C)	900 - 1300	Vdc
Tensione massima	1500	Vdc
Corrente massima (25°C/40°C/50°C)	2936/2880/2823	A
n. ingressi DC	24	Ud
USCITA		
Potenza nominale (@ 50°C)	2500	kVA
Potenza nominale (@ 40°C)	2550	kVA
Potenza nominale (@ 25°C)	2600	kVA
Tensione nominale	660	V
Frequenza nominale	50	Hz
PERFORMANCE		
Massimo	99	%
Europeo	98,8	%

Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture chiamate inseguitori, che si muovono su un asse orizzontale

orientato nord-sud e seguono automaticamente la posizione del sole in direzione est-ovest per tutto il giorno, massimizzando così la produzione dei moduli in ogni momento.

La struttura a pali infissi dove sono collocati i moduli è fissata al suolo ed è composta da diversi profili e supporti, con un sistema di azionamento per l'inseguimento solare e un automa che ottimizza l'inseguimento del sole ogni giorno dell'anno. Inoltre, hanno un sistema di controllo per le raffiche di vento di oltre 60 km/h che colloca i pannelli fotovoltaici in posizione orizzontale per ridurre al minimo le sollecitazioni causate dal vento eccessivo sulla struttura.

Gli elementi principali del tracker sono i seguenti:

- Fondazioni: profili con sezione tipo C guidati con o senza preforatura.
- Struttura portante: composta da diversi tipi di profili in acciaio galvanizzato e alluminio.
- Elementi di fissaggio e viti.
- Elementi di rinforzo.
- Azionare l'attrezzatura per l'inseguimento solare, che avrà un quadro elettrico a bassa tensione.
- Automatismo di inseguimento astronomico con sistema di inseguimento integrato.
- Sistema di comunicazione interna tramite PLC.

Per ottimizzare la superficie disponibile, è stata adottata come soluzione una struttura a due file di inseguitori. I vantaggi di questo sistema rispetto a un inseguitore a più file sono una minore manutenzione dell'impianto e una maggiore flessibilità di attuazione.

La struttura avrà le seguenti caratteristiche:

- La composizione sarà di 112 moduli PV 1V 2X56.
- La distanza massima dalla struttura al suolo sarà inferiore a 3 m.
- Gli inseguitori saranno autoalimentati per mezzo di un campo di pannelli fotovoltaici.
- I tracker comunicheranno via Wireless.



Immagine 3

La struttura dell'inseguitore utilizzato in questo progetto può essere vista più in dettaglio nel elaborato grafico "A.12.b.9 Disegni architettonici pannelli e particolari sistemi di ancoraggio".

Gli inseguitori previsti per l'impianto sono del produttore PV HARDWARE 1V (2x56), modello Axone Duo o simile. Saranno installati un totale di 275 inseguitori a 4 stringhe con 28 moduli. Le caratteristiche principali della struttura solare sono le seguenti:

Tabella 3

CARATTERISTICHE	STRUTTURA
N. moduli per struttura	112
Angolo di rotazione	±60°
Lunghezza della fila	31 m
Passo tra le file (pitch)	6 m

Le viti della struttura possono essere in acciaio galvanizzato o inossidabile.

I moduli saranno anche fissati con viti galvanizzate o in acciaio inossidabile.

Il fissaggio al suolo sarà effettuato secondo le raccomandazioni stabilite nello studio geotecnico. Per i terreni medi, la struttura sarà fissata conficcando i profili direttamente nel terreno. Le fondamenta della struttura devono resistere alle sollecitazioni derivate:

- Sovraccarichi di vento in qualsiasi direzione.
- Peso proprio della struttura e dei moduli supportati.
- Carichi di neve sulla superficie dei moduli (se applicabile).
- Sollecitazioni sismiche secondo la normativa vigente.

L'area a disposizione per l'installazione dell'impianto permette l'installazione dei pannelli fotovoltaici realizzando un layout del generatore fotovoltaico che eviti l'ombreggiamento dei moduli tra file parallele e da parte di ostacoli perimetrici. La superficie disponibile e la struttura portamoduli permette di orientare i pannelli est-ovest, condizione che massimizza l'energia producibile.

4. OPERE CIVILI

4.1 Caratteristiche generali

- Tutti i materiali devono essere marcati CE, se del caso.

- È stata presa in considerazione la pulizia dell'intero sito.
- Tutte le aree in cui saranno installati i pannelli saranno ripulite e liberate dalla vegetazione.
- Le strutture non devono richiedere lavori di calcestruzzo per le fondazioni, a meno che ciò non sia necessario in alcune parti dell'area durante la costruzione. I pali per le strutture devono essere conficcati direttamente nel terreno.
- Le strade interne sono state progettate per essere lunghe 4 metri, anche se alla centrale è stato lasciato spazio sufficiente per il passaggio di una gru. Si è tenuto conto che collegano tutti i centri di trasformazione, il centro di sezionamento e l'accesso allo stesso, non considerando la strada perimetrale dello stesso.
- L'azionamento diretto dei profili è stato considerato come una base per la struttura fotovoltaica.
- È stata considerata una rete di drenaggio perimetrale e un'altra rete di drenaggio interno sotto forma di un fossato sul lato delle strade interne dove si raccolgono le acque di scolo.
- È stata presa in considerazione una distanza tra gli assi delle file (passo) di 6 metri, lasciando uno spazio libero tra le file di circa 4 metri.
- Il cablaggio tra i moduli e le scatole di stringa sulla stessa fila sarà fissato direttamente alla struttura esistente. Il collegamento tra i moduli sarà fatto in file sfalsate, quindi il pannello fotovoltaico deve avere un cavo di almeno 1,8 metri di lunghezza.
- Il cavo DC di stringa sarà fissato sulla struttura stessa per mezzo di flange e interrato sotto il tubo in trincee a bassa tensione (BT) nei tratti finali dalla fine della struttura alla scatola di stringa.
- I cavi DC dalle scatole di stringa alle cabine di trasformazione saranno interrati direttamente nelle trincee di bassa tensione (BT), secondo il disegno del blocco standard.
- Il cablaggio AC tra le sottostazioni di trasformazione e la sottostazione di commutazione sarà direttamente interrato nella trincea in conformità con i regolamenti e gli standard applicabili.
- Il cablaggio perimetrale del sistema di sicurezza sarà progettato interrato sotto un tubo in una trincea in conformità con i regolamenti e le norme applicabili.
- I pozzetti devono essere installati in tutti gli attraversamenti dei cavi. Le dimensioni delle scatole devono essere progettate in base al numero di cavi e alle dimensioni delle trincee.
- Il sistema di messa a terra dell'impianto collegherà a terra gli elementi metallici: strutture fotovoltaiche, scatole di sezionamento, vassoi metallici, centri di trasformazione, sistema di sicurezza, recinzione perimetrale, ecc. Il cavo sarà interrato direttamente nelle trincee di bassa e media tensione.
- Le opere di fondazione saranno necessarie nell'area della sottostazione di trasformazione HV/MV per il posizionamento degli edifici dei locali tecnici e per le fondazioni delle apparecchiature elettromeccaniche, così

come per il posizionamento delle cabine di campo elettrico al fine di regolarizzare la disposizione delle cabine.

- Il piano di imposta delle strutture di fondazione delle cabine sarà regolarizzato mediante uno strato di calcestruzzo magro, spesso almeno 15 cm, di resistenza caratteristica non inferiore a $R_{ck} 15 \text{ N/mm}^2$ su cui verrà adagiata la vasca di fondazione prefabbricata. Per le strutture di fondazione del trasformatore si userà uno strato di calcestruzzo magro, spesso almeno 15 cm, e platea di calcestruzzo a doppia armatura, di resistenza caratteristica non inferiore a $R_{ck} 30 \text{ N/mm}^2$.

4.2 Recinzione perimetrale

La recinzione perimetrale sarà costituita da pali in acciaio galvanizzato, di spessore sufficiente a garantire l'integrità contro la corrosione per almeno 10 anni in una normale atmosfera esterna.

La rete è del tipo a maglia ciclonica galvanizzata con un'altezza di 2 m e uno spazio libero sul fondo di 15 cm per permettere il passaggio della fauna selvatica. Deve avere una forma romboidale di 55 per 55 mm, senza elementi taglienti o appuntiti o sporgenze. I pali saranno collocati ogni 3 m circa con pali di rinforzo lungo il perimetro ogni 10 pali circa.

I cancelli di accesso all'impianto saranno in acciaio galvanizzato a doppia anta a battente in una recinzione in tubo di acciaio galvanizzato e rete di caratteristiche identiche alla recinzione. L'ingresso deve essere lungo almeno 6 m.

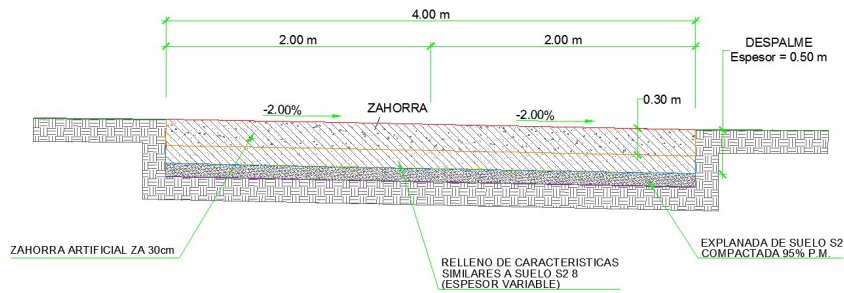
I pali devono essere collocati in buche profonde almeno 0,4 m. L'installazione dei pali di recinzione deve essere effettuata incassando questa profondità minima in una fossa cementata. Il calcestruzzo da utilizzare, nel caso in cui la geologia del terreno non permetta l'infissioni dei pali, sarà il calcestruzzo di massa HM-20.

La recinzione perimetrale deve essere conforme alla legislazione applicabile e ai permessi ambientali.

4.3 Piazzale, strade di accesso e viabilità di servizio

Saranno costruite strade interne per la circolazione all'interno della centrale fotovoltaica e per l'accesso alle cabine di conversione e trasformazione e alla cabina di sezionamento.

Le strade interne avranno una larghezza minima di 4 metri, con la larghezza necessaria nelle curve per far passare i trasporti di montaggio. Avrà uno strato di ghiaia artificiale di almeno 30 cm, compattato al 95%, come indicato nell'immagine.



Per l'esecuzione dei nuovi tratti di viabilità interna sarà effettuato uno sbancamento di 40 cm, ed il successivo riempimento con un pacchetto stradale così formato:

- un primo strato, di spessore pari a 20 cm, realizzato con massciata di pietrame di pezzatura variabile tra 4 e 7 cm;
- un secondo strato, di spessore pari a 15 cm, realizzato con pietrisco di pezzatura variabile tra 2,5 e 3 cm;
- un terzo strato, di livellamento, di spessore pari a 5 cm realizzato con stabilizzato.

La particolare ubicazione della centrale fotovoltaica adiacente le strade provinciali e comunali permetterà un facile trasporto in sito dei materiali per la costruzione e realizzazione della stessa.

4.4 Cavidotti

Tutte le trincee necessarie per l'installazione del cablaggio DC e AC e la messa a terra, così come il sistema di comunicazione devono essere installati in conformità con il progetto finale e le normative applicabili. Le trincee non devono interferire con la struttura portante dei moduli fotovoltaici o degli edifici. Tutte le trincee devono essere adeguatamente protette per la sicurezza quando sono aperte, e poi riempite e compattate per prevenire l'assessamento quando sono chiuse.

4.4.1 Trincee di cablaggio BT

Le trincee devono essere larghe almeno 50 cm, con la parte superiore del conduttore più vicina alla superficie ad una profondità minima di 75 cm.

I cavi possono essere interrati direttamente, tranne i cavi delle stringhe solari che saranno interrati sotto i tubi

e tutti i cavi nei tratti di attraversamento stradale dove la trincea sarà rinforzata con cemento e i cavi saranno interrati. Se ci sono cavi di comunicazione, anche questi saranno sepolti sotto i tubi. I tubi devono essere interrati a una profondità minima di 0,75 m sopra il livello del suolo, misurata dalla parte superiore del tubo più vicina alla superficie. La larghezza della trincea varia a seconda del numero di tubi e circuiti, con una larghezza minima di 0,5 m e massima di un metro. Il cablaggio interrato deve essere pettinato prima della chiusura della trincea.

Il fondo della trincea deve essere preparato con un letto di sabbia di almeno 5 cm. Sopra la sabbia tutti i cavi devono avere una protezione meccanica come le piastre di protezione in plastica. Inoltre, un nastro segnalatore che avverte dell'esistenza del cavo di alimentazione a bassa tensione deve essere collocato a una distanza di almeno 10 cm dalla generatrice del cavo superiore. La trincea deve essere riempita con materiale schermato e qualsiasi elemento che potrebbe danneggiare il cavo deve essere rimosso.

4.4.2 TRINCEE DI CABLAGGIO MT

Le trincee devono essere larghe almeno 50 cm, con la parte superiore del conduttore MT più vicina alla superficie ad una profondità di 130 cm.

I cavi MT saranno direttamente interrati, tranne nei tratti di attraversamento stradale dove la trincea sarà rinforzata con cemento, nel qual caso i cavi saranno interrati in condotti. Il diametro interno dei tubi non deve essere inferiore a 1,5 volte il diametro esterno del cavo o il diametro apparente del circuito nel caso di più cavi installati nello stesso tubo. I cavi di comunicazione devono essere instradati in un condotto. Il cablaggio interrato deve essere pettinato prima della chiusura della trincea.

4.5 Prefabbricati per cabine di conversione e cabine di raccolta/smistamento

I manufatti delle cabine di conversione saranno costituiti da struttura monolitica autoportante completamente realizzata e rifinita nello Stabilimento di produzione del Costruttore. Saranno conformi alle norme CEI ed alla legislazione in materia. La cabina di raccolta/smistamento sarà costituita da pannelli prefabbricati e vasca di fondazione prefabbricata. L'armatura interna del fabbricato dovrà essere totalmente collegata elettricamente per creare una gabbia di Faraday a protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica ed a limitazione delle tensioni di passo e contatto.

L'elemento scatolare tipico, risulta formato da:

- n. 4 pareti verticali;
- n. 1 soletta di copertura smontabile;
- n. 1 pavimento interno realizzato in ripresa di getto, solidale alle pareti stesse;
- eventuali pannelli divisorii interni;
- basamento di fondazione di tipo prefabbricato a vasca, che fuoriesce dal p.c. di circa 10 cm.
- Le caratteristiche della cabina sono tali da garantire:

Le pareti esterne dovranno essere prive di giunzioni e trattate con rivestimento che garantisca il perfetto ancoraggio sul manufatto, l'impermeabilizzazione, l'inalterabilità del colore e la stabilità agli sbalzi di temperatura.

Gli ingressi dei cavi dovranno essere tamponati in modo da impedire l'ingresso dell'acqua ed animali. Nei cunicoli, la sistemazione dei cavi entranti nei quadri deve garantire il raggio minimo di curvatura.

Le normali condizioni di funzionamento delle apparecchiature installate, sono garantite da un sistema di ventilazione naturale ottenuto con griglie di aerazione. Le griglie del fabbricato dovranno essere secondo l'unificazione Enel e dovranno essere provviste di rete antinsetto.

5. OPERE DI ELETTRIFICAZIONE

Tutti i materiali impiegati nella realizzazione dei lavori dovranno essere conformi alle prescrizioni indicate nella presente specifica tecnica, nelle norme CEI, alle dimensioni unificate secondo le tabelle UNEL e provvisti del marchio IMQ (quando ammessi al regime del marchio) e marchio CE. Essi dovranno essere nuovi di costruzione e dovranno inoltre essere scelti per qualità e provenienza di primarie case costruttrici e fra quanto di meglio il mercato sia in grado di fornire. Particolare attenzione dovrà essere posta nella scelta delle apparecchiature in considerazione anche della continuità del servizio e della facilità di manutenzione.

A seconda del tipo di corrente, l'impianto fotovoltaico si divide elettricamente in due sezioni: la sezione in corrente continua (fino all'inverter) e la sezione in corrente alternata (dopo un adeguato condizionamento della potenza all'inverter). A seconda del livello di tensione, si distinguono cavi in BT (fino alle cabine di trasformazione) e cavi in MT (fino a la stazione utente)

5.1 Elettrodotti MT

5.1.1 Cavi

Per evacuare la potenza generata da ogni stazione di trasformazione, sarà installata una rete di media tensione composta da cavi disposti a trifoglio, tipo **ARG16H1R16 18/30 kV** (qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto) o un cavo tipo **ARG7H1R 18/30 kV** o similare di sezioni pari a 150 mm² e 240 mm² per il collegamento tra le varie cabine di conversione/trasformazione e tra le cabine di conversione/trasformazione e la cabina di sezionamento.

Il cavo di media tensione sarà un cavo unipolare in alluminio, con strato semiconduttore estruso, isolamento HEPR, schermo in nastro di rame e rivestimento estruso in poliolefina termoplastica. La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. I cavi MT saranno direttamente interrati in trincea e avranno un isolamento a secco.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le correnti di impiego determinate dalla potenza effettiva, che equivale alla potenza nominale ridotta del 15% per tener conto della effettiva potenza massima che i moduli FV riescono a produrre (a valle delle perdite nella conversione), per evitare un sovradimensionamento dei cavi;
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21) e per la tipologia di carico ciclico giornaliero (CEI 20-42/1);
- il contenimento delle perdite di linea.

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a 2 °K m/W (in fase di progettazione esecutiva sarà effettuata una misura di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, in modo tale da effettuare una correzione del valore se risultasse più alto);
- temperatura terreno pari a 25° C (CEI 20-21 A.3);
- coefficiente di variazione della portata per carico ciclico giornaliero;

- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate (si è ipotizzato condutture poste a 20 cm di distanza tra di loro misurate dall'interasse delle singole terne);
- ulteriore fattore di sicurezza corrispondente ad una riduzione del 10% rispetto alla portata calcolata (I_z);
- condizioni di posa con la situazione termica più critica;
- profondità di posa pari a 1,20 m dal piano di calpestio.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito. Sono stati così dimensionati i vari tratti di elettrodotto in base al numero di terne affiancate nello stesso scavo.

All'interno degli scavi saranno inclusi oltre ai cavi a MT, anche altre tubazioni opzionali per il passaggio di eventuali cavi a BT o di segnale che dovessero rendersi necessarie, su richiesta del Committente, per il monitoraggio e la corda di terra.

5.1.2 Temperatura di posa

Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

5.1.3 Segnalazione della presenza dei cavi

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando l'opportuna segnaletica.

5.1.4 Prova di isolamento

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a MT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le CEI 11-17. La tensione di prova dell'isolamento in corrente continua dovrà essere pari a quattro volte la tensione nominale

stellata.

5.1.5 Giunzioni e terminazioni MT

Per le giunzioni elettriche si devono utilizzare connettori di tipo a compressione diritti in alluminio adatti alla giunzione di cavi in alluminio ad isolamento estruso con ripristino dell'isolamento con giunti diritti adatti al tipo di cavo in materiale retraibile. Per la terminazione dei cavi scelti e per l'attestazione sui quadri in cabina si devono applicare terminali unipolari per interno con isolatore in materiale retraibile e capicorda di sezione idonea

5.1.6 Tubazioni

In casi particolari e secondo la necessità la protezione meccanica potrà essere realizzata mediante tubazioni di materiale plastico (PVC), flessibili, di colore rosso, a doppia parete con parete interna liscia, rispondenti alle norme CEI EN 50086-1 e CEI EN 50086-2-4 e classificati come normali nei confronti della resistenza all'urto.

5.2 Cavi BT

Per il collegamento tra i moduli fotovoltaici e tra i moduli e le string box saranno utilizzati cavi del tipo **H1Z2Z2-K** o similare di sezioni pari a 4 mm^2 e 10 mm^2 , costituito da conduttore in rame stagnato, formazione flessibile, classe 5, isolati in mescola speciale reticolata HT-PVI (LSOH), guaina in mescola speciale reticolata HT-PVG (LSOH), conforme alle norme CEI EN 50618, CEI EN 60332-1-2, CEI EN 50525- 1, CEI EN 61034-2, CEI EN 50289-4-17 (A), CEI EN 50396, CEI EN 60216-1/2, CEI EN 50575:2014+A1:2016; conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), classe di reazione al fuoco "Eca", tensione di esercizio 1,0/1,0 kV in c.a. e 1,5/1,5 kV in c.c., tensione massima di esercizio 1,8 kV in c.c..

Per il collegamento tra le string box e gli inverter, ubicati all'interno delle cabine di conversione, e tra l'inverter e il trasformatore MT/BT, dovranno essere impiegati cavi del tipo **ARG16R16** o similare⁴ di sezioni pari a 300 mm^2 e 630 mm^2 .

Il suddetto cavo è costituito da conduttore in alluminio, corda rigida compatta, classe 2, isolati in Gomma di qualità G16, che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche, riempitivo termoplastico penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari), guaina in PVC speciale di qualità R16, conforme alle norme CEI 20-13, IEC 60502-1, CEI UNEL 35318, EN 50575:2014+A1:2016, conforme ai requisiti

previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), classe di reazione al fuoco "Cca-s3,d1,a3", tensione di esercizio 0,6/1 kV in c.a. e 1,5 kV in c.c., tensione massima di esercizio 1,2 kV in c.a. e 1,8 kV in c.c..

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. Infatti, l'esperienza in altri cantieri ha evidenziato l'improponibilità dell'utilizzo di cavi in rame a causa dei ripetuti furti e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti.

La scelta della sezione dei cavi è stata effettuata considerando le seguenti equazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 * I_z$$

dove:

I_b = Corrente d'impiego del circuito in condizioni ordinarie

I_n = Corrente nominale del dispositivo di protezione

I_z = Portata della conduttura

I_f = Corrente convenzionale d'intervento del dispositivo di protezione

5.3 Cabine di Conversione e Trasformazione

Le cabine di conversione trasformazione sono edifici, container prefabbricati o piattaforme che ospitano le apparecchiature responsabili della concentrazione, trasformazione e innalzamento della tensione dell'energia generata nei sottocampi fotovoltaici.

Una tipica sottostazione di trasformatori dovrebbe includere almeno quanto segue:

- Trasformatore di potenza BT/MT
- Quadro MT
- Quadri ausiliari
- Trasformatore SSAA

La cabine di trasformazione sarà fornita dal produttore dell'inverter, in questo caso GAMESA ELECTRIC.

Tutte le cabine di trasformazione avranno trasformatori e interruttori MT di protezione delle linee per la distribuzione dell'energia su un sistema a 30 kV.

Il elaborato grafico "A.12.b.10 Disegni architettonici cabine elettriche e box punto di consegna tipo: Cabine di Campo (Prospetti, Pianta, Sezione, particolare)" mostra i dettagli delle centrali utilizzate in questo progetto.

I tipi di centrali utilizzate in questo progetto sono dettagliati di seguito:

- Tre cabine di trasformazione, dotate di un trasformatore da 5200 kVA, uno o due cubicoli di linea e un cubicolo di protezione.

Le cabine avranno dimensioni pari 7,50 x 3 m; all'interno dei locali di conversione avverrà il passaggio da corrente continua a corrente alternata per mezzo di convertitori statici trifase di potenza nominale in c.a pari a 2600 kVA, con caratteristiche idonee alla scelta dei pannelli fotovoltaici costituenti i singoli sottocampi. Tali apparecchi saranno dotati di idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere sia il lato in corrente continua che il lato in corrente alternata. Le cabine saranno prefabbricate realizzate in cemento armato vibrato (c.a.v.), complete di vasca di fondazione del medesimo materiale, assemblate con inverter, trasformatore MT/BT per i servizi ausiliari e quadri di media tensione, posate su un magrone di sottofondazione in cemento. Le cabine saranno internamente suddivise nei seguenti due vani:

- il vano conversione, in cui sono alloggiati gli inverter (due per cabina) e il trasformatore per i servizi ausiliari della cabina;
- il vano quadri di media tensione, in cui sono alloggiati i quadri elettrici di media tensione.

L'elevazione di tensione a 30.000 V in corrente alternata avverrà mediante un trasformatore da esterni opportunamente recintato, così da poter convogliare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico verso la stazione elettrica per essere ceduta all'ente gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN).

Si fa presente inoltre che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo e poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.

5.4 Cabina di raccolta/sezionamento

La cabina MT di raccolta/sezionamento sarà realizzata all'interno delle aree dell'impianto fotovoltaico. Sarà conforme alla norma CEI 0-16 ed avrà dimensione esterna di 7,5 x 7,5 (lung. x larg.) con altezza <3,00 m; si comporrà di tre locali, in particolare:

- vano quadri MT;

- vano per l'alloggiamento del trasformatore per i servizi ausiliari;
- vano per l'alloggiamento dei quadri BT e del monitoraggio.

La cabina sarà costituita da pannelli prefabbricati, realizzata in cemento armato vibrato (c.a.v.), complete di vasca di fondazione del medesimo materiale, posata su un magrone di sottofondazione in cemento.

La cabina è progettata in modo da prevedere che sia l'entrata che l'uscita dei cavi di rete MT avvenga in sotterraneo.

Il quadro MT di protezione e controllo della cabina sarà principalmente costituito da diverse celle (alcune potrebbero essere accorpate in fase esecutiva) a seconda dell'area in oggetto con le seguenti funzioni principali:

- cella/e arrivo e protezione linee dalle aree del campo fotovoltaico (protezione generale e protezione di interfaccia);
- cella protezione trasformatore servizi ausiliari;
- celle uscita verso punto di consegna.
- Le celle saranno equipaggiate, con i seguenti componenti:
- TV (trasformatori di tensione) per protezione e misura;
- TA (trasformatori di corrente) per protezione e misura;
- interruttori tripolari;
- protezioni a microprocessore secondo le norme CEI 0-16 e requisiti del Distributore;
- sezionatori tripolari (eventualmente con fusibili);
- sezionatori di terra;
- spie di presenza tensione;
- scaricatori di sovratensione;
- morsetti per terminali cavi.

5.5 Impianti di illuminazione e sicurezza

I sistemi di illuminazione, videosorveglianza e antintrusione saranno installati lungo il perimetro delle due aree dell'impianto fotovoltaico, garantendo una copertura totale dei limiti delimitati dalla recinzione.

Gli apparecchi saranno scelti durante la fase di esecuzione in base alla tecnologia disponibile (alogeni, LED, ecc.).

I dispositivi di videosorveglianza saranno scelti nella fase di implementazione in base alla tecnologia disponibile (telecamere fisse, dome, apparecchi di registrazione video, ecc.)

I dispositivi anti-intrusione devono essere scelti nella fase di implementazione in base alla tecnologia disponibile (contatti reed, barriere a infrarossi, sensori a microonde, ecc.)

I sistemi di cui sopra saranno alimentati dal trasformatore dei servizi ausiliari della cabina di raccolta/sezionamento; gli interruttori di protezione per questi circuiti saranno installati in un quadro di distribuzione BT nella sala di controllo della cabina di raccolta/sezionamento.

5.6 Rete di terra

Tutte le masse dell'impianto fotovoltaico saranno collegate a una rete di messa a terra indipendente dal neutro della società di distribuzione, in conformità con la norma CEI 99-3, così come dalle masse del resto della fornitura.

La rete di terra sarà composta da punte di rame e cavo di rame nudo. La loro configurazione sarà rotonda e molto resistente, garantendo la massima rigidità per facilitare la loro introduzione nel terreno. Si deve evitare che il chiodo sia piegato al momento del suo posizionamento. Il valore della resistenza di terra sarà determinato in base a quello stabilito dalla legislazione di riferimento per questo tipo di elettrodi in funzione della resistività del terreno.

Un impianto di messa a terra composto da un cavo di rame nudo con una sezione di 35 mm² e barre di messa a terra di 2 m di lunghezza e un diametro minimo di 14 mm deve essere installato nelle zone in cui è necessario, come le cabine di trasformazione.

Per il collegamento dei dispositivi al circuito di terra, sarà necessario disporre di terminali o elementi di connessione che garantiscano un collegamento perfetto, tenendo conto delle sollecitazioni dinamiche e termiche che si verificano in caso di corto circuito.

Intorno alle cabine di conversione, al trasformatore esterno e la cabina di raccolta/sezionamento si prevede l'installazione di un dispersore ad anello in corda di rame nudo della sezione di 50 mm² e dispersori a picchetto ai vertici della lunghezza di 1,5 m.

6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA

6.1 Sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT

La sottostazione HV/MV che permetterà l'evacuazione dell'impianto fotovoltaico di Matera è costituita dalle installazioni descritte qui di seguito.

Le linee di alimentazione a 30 kV saranno sotterranee. L'uscita sarà per mezzo di una linea sotterranea da 30 kV a una stazione utente da 30/150 kV con la futura estensione della stazione di trasformazione elettrica da 380/150 kV (ES) della rete di trasmissione nazionale MATERA. Il sistema a 30 kV sarà composto da nove celle (sei celle di linea in entrata all'impianto fotovoltaico, una cella Trafo, una cella Trafo + misurazione e servizi ausiliari + misurazione) montate all'interno. Il sistema a 150 kV consisterà in una posizione di linea-trafo.

Tutte le posizioni da 30 kV e 150 kV saranno debitamente equipaggiate con gli elementi di commutazione, misurazione e protezione necessari per il loro funzionamento sicuro. Per la fornitura di servizi ausiliari, la sottostazione avrà un trasformatore che alimenterà il quadro SSAA a bassa tensione. La sottostazione consisterà in un edificio a un solo piano fatto di pannelli prefabbricati in calcestruzzo o in muratura, progettato per integrarsi con gli edifici della zona e il parco all'aperto che ospiterà tutti i quadri da 150 kV. L'edificio avrà un sistema idrico e fognario. L'acqua sarà fornita tramite una cisterna e una fossa settica a tenuta stagna.

6.1.1 Locale celle MT di arrivo

Per il sistema a 30 kV, è stato scelto un sistema di cabine schermate isolate SF6 a sbarra singola, di tipo interno, che comprende:

- Sei (6) posizioni di linea in entrata dell'impianto fotovoltaico.
- Una (1) posizione di trafo.
- Una (1) posizione di trafo e di misurazione.
- Una (1) posizione per servizi ausiliari e misurazione.

L'apparecchio di comando che equipaggia ogni posizione è il seguente:

- Sei (6) cubicoli di linea, composti da:

- Un (1) interruttore tripolare SF6 tripolare.
- Un (1) sezionatore tripolare a tre posizioni con messa a terra.
- Tre (3) trasformatori di corrente.
- Un (1) set di sbarre.
- Tre (3) terminali unipolari.
- Una (1) posizione di trafo, composta da:
 - Un (1) interruttore tripolare SF6 tripolare.
 - Un (1) sezionatore tripolare a tre posizioni con collegamento a terra.
 - Tre (3) trasformatori di corrente.
 - Tre (3) trasformatori di tensione.
 - Un (1) set di sbarre.
 - Tre (3) terminali unipolari.
- Un (1) trasformatore + posizione di misurazione, composto da:
 - Un (1) interruttore tripolare SF6 tripolare.
 - Un (1) sezionatore tripolare a tre posizioni con collegamento a terra.
 - Tre (3) trasformatori di corrente.
 - Tre (3) trasformatori di tensione.
 - Un (1) set di sbarre.
 - Tre (3) terminali unipolari.
 - Tre (3) trasformatori di tensione induttivi, per la misurazione delle sbarre. o Tre (3) trasformatori di tensione induttivi, per la misurazione delle sbarre.
- Una (1) cabina di servizi ausiliari + misurazione, composta da:
 - Un (1) sezionatore di carico, comando manuale a 3 posizioni (aperto-chiuso-p.a.t.).
 - Tre (3) fusibili calibrati HV.
 - Tre (3) trasformatori di tensione induttivi.
 - Tre (3) terminali unipolari.

Ogni posizione sarà debitamente equipaggiata con gli elementi di commutazione, misurazione e protezione necessari per un funzionamento sicuro.

La sala di controllo e i cubicoli ospiteranno i pannelli e le apparecchiature di controllo, gli armadi di protezione, i pannelli di distribuzione dei servizi ausiliari, le apparecchiature di raddrizzamento-batteria, le apparecchiature di misurazione e i cubicoli da 30 kV.

6.1.2 Montante AT

Per il sistema a 150 kV, è stato scelto uno schema di linea-trafo all'aperto di tipo AIS, che comprende:

- Un (1) uscita linea-trafo posizione dell'impianto fotovoltaico.

L'apparecchio di comando di cui è dotata la posizione è il seguente:

- Tre (3) trasformatori di corrente.
- Un (1) interruttore tripolare resistente alle intemperie.
- Un (1) sezionatore trifase con messa a terra.
- Tre (3) trasformatori di tensione induttivi per la misurazione e la protezione.
- Sei (6) parafulmini a 150 kV di tipo auto-valvola.

6.1.3 Impianto di terra

L'impianto di messa a terra deve essere conforme alle disposizioni della norma CEI EN 50522 e alle prescrizioni della Guida CEI 99-5 sulle condizioni di messa a terra degli impianti fotovoltaici collegati alla rete di bassa tensione.

Tutte le masse dell'impianto fotovoltaico saranno collegate a una rete di terra indipendente dal neutro della società di distribuzione, in conformità con il RBT, così come dalle masse del resto della fornitura.

La rete di terra sarà composta da punte di rame e cavo di rame nudo. La loro configurazione sarà rotonda e ad alta resistenza, garantendo la massima rigidità per facilitare la loro introduzione nel terreno. Si deve evitare che il chiodo sia piegato al momento del suo posizionamento. Il valore della resistenza di terra sarà determinato in base a quello stabilito dalla legislazione di riferimento per questo tipo di elettrodi in funzione della resistività del terreno.

Un impianto di messa a terra composto da un cavo di rame nudo con una sezione di 35 mm² e barre di messa a terra di 2 m di lunghezza e un diametro minimo di 14 mm deve essere installato nelle zone in cui è necessario, come le cabine di trasformazione.

Per il collegamento dei dispositivi al circuito di terra, è necessario disporre di terminali o elementi di collegamento che garantiscano un collegamento perfetto, tenendo conto delle sollecitazioni dinamiche e termiche che si verificano in caso di cortocircuito.

6.1.4 RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna

L'attrezzatura periferica della RTU deve soddisfare i requisiti di affidabilità richiesti e varia a seconda del

sistema. Questo deve essere conforme alle norme di TERN A S.p.A.

La RTU deve eseguire i seguenti compiti:

- Acquisizione del segnale
- Contatori di fatturazione situati nella sottostazione di interconnessione.
- Sistema di sicurezza
- Sistema PCI
- Sottostazione: consultazione delle protezioni
- Sottostazione: consultazione delle protezioni
- Trasmissione dei dati richiesti all'operatore.

La RTU sarà collocata in un pannello adiacente alla sottostazione, informando in ogni momento i dispositivi di commutazione, così come tutti gli allarmi e i comandi con le loro misure elettriche.

6.1.5 SCADA

Il sistema di controllo e monitoraggio dell'impianto sarà basato su prodotti di mercato aperto e includerà il sistema SCADA e di controllo dell'impianto, oltre a tutte le attrezzature necessarie per comunicare con il resto dei sistemi dell'impianto.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) non è una tecnologia specifica ma un tipo di applicazione. Qualsiasi applicazione che ottiene dati operativi su un "sistema" per controllare e ottimizzare quel sistema è un'applicazione SCADA.

Il sistema integra le informazioni dei componenti forniti da diversi appaltatori, permettendo il funzionamento generale e il monitoraggio del funzionamento dell'impianto, l'individuazione dei guasti e le modifiche del funzionamento dei diversi componenti.

Il sistema di controllo e monitoraggio permetterà la supervisione in tempo reale della produzione dell'impianto, consentendo di affrontare immediatamente qualsiasi incidente che influisce o potrebbe influire sulla produzione e permettendo all'operatore di ottimizzare la capacità produttiva. Questo si basa sui dati ottenuti dai diversi componenti, tra gli altri:

- Inverter: inviano al sistema di controllo le variabili di ingresso e uscita dell'inverter, che permettono di valutare il funzionamento dell'apparecchiatura.
- Scatole di stringhe.

- Stazioni meteorologiche.
- Remoti di acquisizione I/O di ogni TC.
- Contatori di fatturazione situati nella sottostazione di interconnessione.
- Sistema di azionamento del tracker
- Sistema di sicurezza
- Sistema PCI

I dati sono presentati sotto forma di medie orarie. Il sistema di monitoraggio deve essere facilmente accessibile dall'utente. In linea di principio, deve essere integrato negli inverter, ma ci deve essere un ulteriore sistema di monitoraggio centralizzato per l'intero impianto fotovoltaico situato nel centro di controllo.

Lo SCADA deve essere in grado di comunicare via Ethernet con terze parti utilizzando il protocollo IEC-60870-5-104 (profilo di interoperabilità). Ci deve essere più di una scheda di rete per facilitare l'accesso ai dati a diverse attrezzature / sottoreti.

Lo SCADA deve permettere il controllo remoto dello SCADA da qualsiasi luogo con connessione all'azienda tramite un software convenzionale (ad esempio VNC). Inoltre, deve essere in grado di visualizzare i diagrammi a linea singola e consentire l'esecuzione di comandi, e permettere la visualizzazione del registro della storia, la lista degli allarmi attivi e la schermata di manutenzione. Deve anche essere in grado di comunicare direttamente con le apparecchiature e i relè a livello di "protezione" per l'analisi degli eventi, la segnalazione dei guasti, la regolazione dei segnali/oscillazioni e le prove di intervento.

Tutte le informazioni che devono essere raccolte dallo SCADA possono essere classificate in quattro tipi di segnali:

- - DI (ingressi digitali): indicazioni, allarmi.
- - EM (ingressi di misura).
- - EC (ingressi del contatore).
- - SD (uscite digitali): comandi / ordini.

6.2 Cavi AT

Una triade di cavi con una sezione di 400 mm² sarà utilizzata per collegare la sottostazione 150/30 kV alla sottostazione Matera 380/150 kV di Terna.

I cavi utilizzati saranno del tipo unipolare Al 18/30 kV, conduttore in alluminio di 400 mm² di sezione, isolamento XLPE, con uno schermo metallico basato su fili di rame da 16 mm² e guaina esterna in poliolefina termoplastica.

Per la selezione delle sezioni più adatte, è stato preso in considerazione il rispetto delle normative e le caratteristiche elettriche da rispettare.

Il metodo di installazione dei circuiti sarà direttamente interrato, con una resistività termica del terreno di 1,5 K-m/W, una temperatura del terreno di 30°C e interrato ad una profondità di 1,5 m. Se c'è più di una stringa per trincea, la separazione tra loro deve essere di 200 millimetri. Il numero massimo di stringhe per trincea è di tre.

La corrente massima ammissibile nel conduttore è quella che fa lavorare il conduttore alla sua temperatura massima, che nel caso dei cavi coperti da questo memoriale è di 90°C.

Considerando la potenza da trasmettere per ogni sezione di cavo, le cadute di tensione, la corrente massima ammissibile in essi e le diverse configurazioni di trincea, si selezionano le sezioni che comporranno i circuiti.

Tutti i criteri di cui sopra sono descritti nella seguente sequenza:

- **Corrente massima ammissibile.**

La corrente massima ammissibile per i cavi dipende da una serie di fattori, dalle loro caratteristiche di costruzione e dalle caratteristiche del terreno.

- Temperatura del suolo. Si considera una temperatura di 30°C.
- Resistività termica del terreno. Il valore considerato è 1,5 K-m/W.
- Distanza tra le sterne. La distanza tra le trincee, se ce n'è più di una per trincea, deve essere di 20 centimetri. Il numero massimo di stringhe per trincea è 3.
- Profondità di installazione. La profondità è di 1,5 metri.

Le sezioni finali selezionate devono essere conformi ai seguenti criteri:

$$I_{nominale} < I_{massimo\ ammissibile}$$

- **Cadute di tensione**

Come nel caso precedente, la corrente di circolazione in ogni circuito sarà decisiva per il calcolo di questo parametro. Le cadute di tensione devono essere inferiori allo 0,5% per ciascuna delle sezioni.

7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

7.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto

È prevista l'installazione di una bobina di limitazione del guasto a terra nella sottostazione del collettore, quindi la corrente di guasto a terra monofase a 30kV sarà limitata al valore limite di questa bobina che è 500A.

La sottostazione deve essere progettata per i seguenti valori di corrente di cortocircuito.

CORRENTE DI CORTO TRIFASE A 150 kV	31,5 kA
CORRENTE DI CORTO TRIFASE A 30 kV	25 kA
CORRENTE DI CORTOCIRCUITO MONOFASE A 30 kV	0,5 kA

7.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Il generatore FV fornisce adeguati livelli di protezione contro il contatto diretto e indiretto, finché la resistenza di isolamento della parte DC rimane al di sopra dei livelli di sicurezza e non si verifica un primo guasto a terra o al suolo. In quest'ultimo caso, si verifica una situazione pericolosa, che viene risolta con l'isolamento di classe II dei moduli fotovoltaici, dei cavi e delle scatole di giunzione. Questi ultimi sono dotati di segnali di pericolo elettrico.

La protezione contro le sovracorrenti è stata installata per mezzo di fusibili in tutti i punti in cui le correnti si sommano, cioè mettendo in parallelo due o più conduttori. Il sistema di messa a terra è flottante, quindi le protezioni si trovano sia sulla linea positiva che su quella negativa.

Il limite di corrente ammissibile in un conduttore deve in ogni caso rimanere al di sopra del calibro del dispositivo di protezione utilizzato.

7.3 Protezione dalle fulminazioni

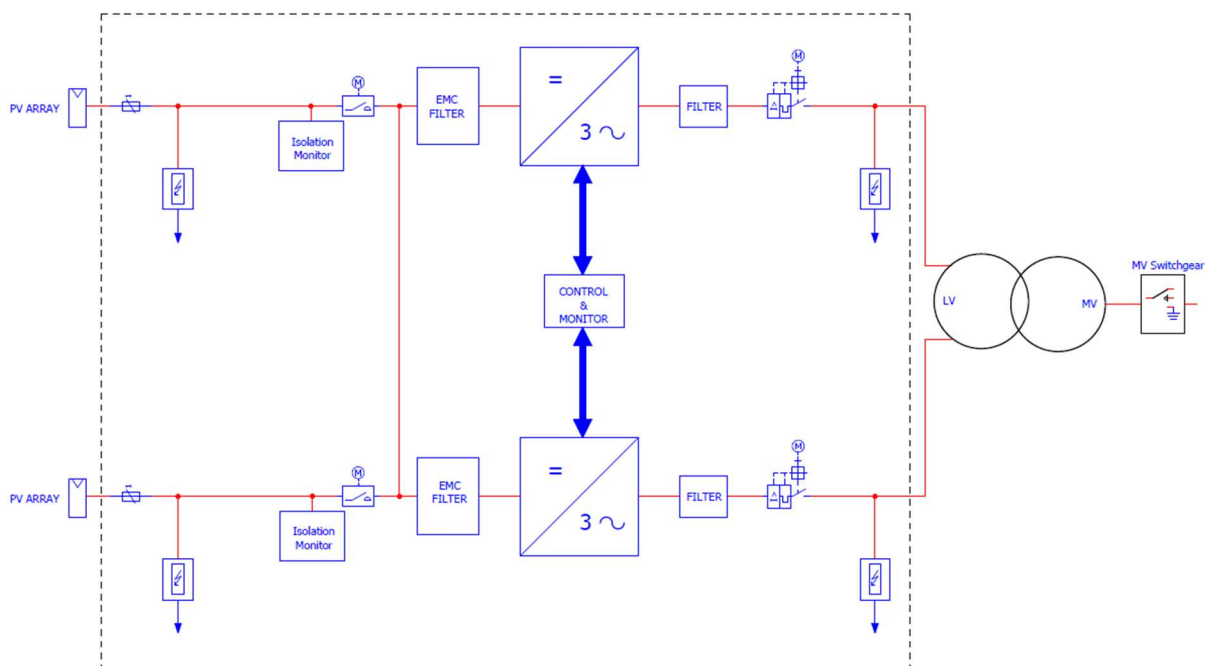
Una valutazione del rischio di fulmini viene effettuata in conformità con lo standard IEC 62305-2, che fa una raccomandazione sull'installazione o meno di un sistema di protezione dai fulmini (LPS) e il livello raccomandato di tale sistema.

I tipi di rischio considerati dalla norma sono:

- Numero / Probabilità di fulmini.
- Rischio di perdite umane.
- Rischio di perdita di servizi pubblici.
- Rischio di perdita del patrimonio culturale.
- Rischio di perdite economiche

7.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La protezione da sovracorrente dell'interruttore motorizzato è stata installata sul lato AC (uscita) degli inverter. I rami dei radiali di media tensione che alimentano i trasformatori di step-up delle cabine di trasformazione incorporano una protezione da sovracorrente per mezzo di interruttori con relè di protezione (630 A).



L'anello di media tensione è protetto da un interruttore di linea (sezionatore).

7.5 Impianto di messa a terra

L'installazione di messa a terra sarà conforme alle disposizioni della CEI 99-3.

La rete di terra sarà composta da punte di rame e cavo di rame nudo. La loro configurazione sarà rotonda e di alta resistenza, garantendo la massima rigidità per facilitare la loro introduzione nel terreno. Si deve evitare che il chiodo sia piegato al momento del suo posizionamento. Il valore della resistenza di terra sarà determinato in base a quello stabilito dalla legislazione di riferimento per questo tipo di elettrodi in funzione della resistività del terreno.

Un impianto di messa a terra composto da un cavo di rame nudo interrato con una sezione di 35 mm² e punte di 2 m di lunghezza con un diametro minimo di 14 mm deve essere installato nelle zone in cui sono necessarie, come i centri di trasformazione, interrate a una profondità minima di 0,6 m.

Per il collegamento dei dispositivi al circuito di terra, sarà necessario disporre di terminali o elementi di connessione che garantiscano un collegamento perfetto, tenendo conto delle sollecitazioni dinamiche e termiche che si verificano in caso di corto circuito.