

# REGIONE LAZIO

Comune di Viterbo

## PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO SITO NEL COMUNE DI VITERBO DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 28.584,0 kWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 23.868 kW E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI VITERBO E TUSCANIA (VT)

TITOLO

Relazione tecnica elettrica

PROGETTAZIONE



SR International S.r.l.  
C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma  
Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106  
C.F e P.IVA 13457211004



BARTOLAZZI  
ANDREA  
Ingegnere  
12.09.2022  
16:56:20  
GMT+01:00



PROPONENTE

**FRV 2201 S.r.l.**

FRV 2201 S.r.l.  
Con sede legale a Torino (TO)  
Via Assarotti 7 - 10122  
C.F. e P.IVA 12696040018  
PEC: frv2201@hyperpec.it

DocuSigned by:  
  
A368684FD1C04C6...

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
00	01/05/2022	Lauretti	Bartolazzi	FRV 2201 S.r.l.	Relazione tecnica elettrica

N° DOCUMENTO

FRV-VTB-RTE

SCALA

-

FORMATO

A4

**INDICE**

INDICE DELLE FIGURE .....	3
INDICE DELLE TABELLE.....	3
1. PREMESSA.....	4
1.1 Oggetto e valenza dell’iniziativa.....	5
1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete MT.....	5
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO .....	6
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	9
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	10
4.1 Sottocampi elettrici.....	11
4.2 Collegamenti elettrici .....	12
5. ELEMENTI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	12
5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe.....	12
5.2 Multi-MPPT String Inverter .....	14
5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT .....	17
5.4 Cabine elettriche di consegna (CC) .....	18
5.4.1 Dimensioni e quadri elettrici.....	19
5.4.2 Carichi di progetto .....	21
5.4.3 Impianto elettrico .....	21
5.4.4 Impianto di messa a terra.....	21
5.4.5 Particolari costruttivi .....	22
5.5 Cabine di sezionamento.....	24
5.5.1 Quadri elettrici .....	25
5.5.2 Carichi di progetto .....	25
5.5.3 Impianto elettrico .....	26
5.5.4 Impianto di messa a terra.....	27
5.5.5 Particolari costruttivi .....	28
5.6 Cabina Control room .....	30
5.7 Strutture di supporto dei moduli FV .....	31
6 POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE.....	32
6.1 Criterio progettuale.....	32
6.2 Irraggiamento solare.....	33
6.3 Energia prodotta dall’impianto FV .....	34
7 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO .....	34
8 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE .....	35
8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata.....	36
8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c.....	37
8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc.....	38
8.1.3 Collegamento tra inverter e trasformatore bt/MT in a.c. ....	42
9 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE .....	45

9.1	Caratteristiche dei cavi in MT .....	45
9.2	Calcolo delle sezioni dei cavi in MT interni all'impianto FV .....	47
9.2.1	Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e cabina di consegna	48
9.3	Calcolo delle sezioni dei cavi in MT esterni all'impianto FV .....	52
10.	SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE .....	55
10.1	Correnti di corto circuito dell'impianto FV .....	55
10.2	Protezione contro le sovracorrenti .....	55
10.3	Protezione da contatti accidentali in c.c. ....	57
10.4	Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE .....	57
10.5	Servizi ausiliari (SA) .....	57
10.6	Impianto di terra .....	58
11	SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESA IN RETE .....	59
12	IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE .....	59
12.1	Illuminazione del campo FV .....	59
12.2	Impianto di videosorveglianza .....	60
12.3	Impianto di rivelazione antintrusione .....	61
13	SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT .....	63
13.1	Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore .....	63
13.2	Protezione dai contatti diretti .....	65
13.3	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche .....	65
13.3.1	Fulminazione diretta .....	65
13.3.2	Fulminazione indiretta .....	65
14	NUOVO ALLACCIO PER SISTEMI AUSILIARI .....	66
15	PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO .....	66
15.1	Esame a vista e prove .....	67
16	MONTAGGIO DEI COMPONENTI .....	69
17	SCAVI E POZZETTI .....	70
17.1	Scavi .....	70
17.2	Tubo protettivo .....	71
17.3	Fibra ottica .....	71
17.4	Rivelatore di guasto direzionale e assenza di tensione (rgdat) .....	72
17.5	Unità Periferica di telecontrollo (UPT) e modulo GSM .....	72
18	PRESCRIZIONI TECNICHE PER LA POSA INTERRATA DEL CAVO IN MT .....	73
19	DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI .....	73
20	BILANCIO PRODUZIONE MATERIALI DI SCAVO .....	74
21	CRONOPROGRAMMA .....	76
21.1	Sequenza delle operazioni di costruzione ed attrezzature impiegabili .....	76
22	RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA .....	77
22.1	Risparmio di combustibile .....	78
22.2	Emissioni evitate in atmosfera .....	78

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell’impianto FV con indicazione della connessione alla CP San Savino in MT-20 kV.....	9
Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=600 Wp .....	13
Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo fotovoltaico bifacciale da 600Wp.....	13
<i>Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 215 kVA - caratteristiche tecniche .....</i>	<i>16</i>
Figura 5 – Caratteristiche del trasformatore BT/MT in cabina di trasformazione .....	18
Figura 6 – Vista frontale cabina di consegna tipo .....	19
Figura 7 – Vista frontale cabina di confine-sezionamento .....	25
<i>Figura 8 – Caratteristiche tecniche dei sostegni fissi a terra per i moduli FV .....</i>	<i>32</i>
Figura 9 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell’impianto FV (PVSYST). ....	33
<i>Figura 10 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni interne alle aree d’impianto .....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 11 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni tra cabina di consegna-cabine di sezionamento e CP .....</i>	<i>47</i>
Figura 12 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore .....	58
Figura 13 – Sistema di antifurto dei moduli FV .....	62
Figura 14 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni.....	66

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe .....	35
Tabella 2 – Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli. ....	37
Tabella 3 – Caratteristiche dei sottocampi dell’impianto FV .....	38
Tabella 4 – Collegamenti elettrici tra le stringhe e gli inverter di ogni impianto .....	41
Tabella 5 – Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico .....	45
<i>Tabella 6 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 1.....</i>	<i>49</i>
Tabella 7 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 2.....	50
Tabella 8 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 3.....	51
Tabella 9 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 4.....	52
Tabella 10 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria .....	54
<i>Tabella 11 – Riepilogo dei dati di impianto .....</i>	<i>78</i>
<i>Tabella 12 – Risparmio di combustibile in TEP .....</i>	<i>78</i>
<i>Tabella 13 – Emissioni evitate in atmosfera .....</i>	<i>79</i>

## **1. PREMESSA**

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di una centrale per la produzione di energia da fonte rinnovabile (Sole) tramite l'impiego di tecnologia fotovoltaica. La realizzazione dell'opera prevede l'utilizzo di moduli in silicio monocristallino installati su strutture fisse a terra; tuttavia non si esclude la possibilità di ricorrere ad alcune varianti progettuali per incrementare la produttività dell'impianto, anche in funzione dei futuri sviluppi di mercato ed alle disponibilità dei componenti.

Il Soggetto Responsabile della Centrale Fotovoltaica di Viterbo (VT) e della progettazione delle opere di connessione alla Cabina Primaria "San Savino", è la società FRV 2201 S.r.l. che si occupa di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e fornitore di servizi, con sede legale a Torino (TO), in Via Assarotti, n.7, cap 10122, C.F. e P.IVA 12696040018.

SR International S.r.l. è una società di consulenza e progettazione operante nel settore delle fonti rinnovabili di energia, in particolare solare fotovoltaica ed eolica. Per la realizzazione del progetto in esame essa funge da soggetto di riferimento per il supporto tecnico-progettuale.

L'impianto in progetto comporta un significativo contributo alla produzione di energie rinnovabili e prevede la totale cessione dell'energia, secondo le vigenti norme, alla rete in MT di proprietà della società E-Distribuzione SpA.

### **1.1 Oggetto e valenza dell'iniziativa**

Il presente documento costituisce la relazione tecnica del progetto definitivo di un lotto di n. 4 impianti fotovoltaici, con potenza di picco totale pari a circa 28.584,0 [kW], avente un valore di potenza in immissione massima di circa 23.868,0 [kW] (come da STMG).

Si evidenzia che la realizzazione del progetto consentirà di:

- Produrre energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti;
- Risparmiare combustibili fossili in misura significativa;
- Adottare soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela paesaggistico-ambientale;
- Ottenere ricadute positive dal punto di vista socio-occupazionale.

### **1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete MT**

Nel preventivo di connessione trasmesso dalla Società E-Distribuzione in data 16/03/2021, (codice di rintracciabilità T0737973), è riportata la soluzione tecnica di connessione per una potenza in immissione di circa 23.868,0 kW, trifase, di un lotto di n.4 impianti di generazione da fonte rinnovabile (solare) ubicati in Strada Campo Perello, snc, nel Comune di Viterbo (VT).

La soluzione di connessione prevede l'inserimento di n.4 cabine di consegna ciascuna ubicata nei pressi del relativo impianto di produzione, e collegate ad uno stallo MT dedicato nella CP "San Savino" (D4001382726) sbarra gialla. Vista la lunghezza delle linee si prevedono due cabine di sezionamento intermedie. Il nuovo collegamento verrà eseguito come da richiesta, mediante una nuova linea MT in cavo interrato da 185 mmq. E' prevista inoltre la realizzazione di una richiusura a lobo fra i 4 impianti del lotto. Le linee MT dovranno essere equipaggiate con cavi ottici dielettrici costituiti da n. 24 fibre ottiche rispondenti alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652 comprensiva di certificati di collaudo. La connessione è subordinata all'ampliamento della CP vincolata all'acquisizione del terreno adiacente ed agli interventi RTN di Terna Spa:

In particolare, tenuto conto delle condizioni di esercizio della porzione di rete interessata, è necessario provvedere alla realizzazione:

- di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra la CP San Savino, presso cui realizzare un nuovo stallo a 150 kV, e la stazione elettrica RTN 380/150 kV di Tuscania, che dovrà essere opportunamente ampliata;
- dei raccordi a 150 kV, di cui al Piano di Sviluppo Terna, di collegamento della linea RTN a 150 kV "Arlena SE - Canino" con la stazione elettrica di trasformazione RTN 380/150 kV di Tuscania.

Entrambi gli interventi sopradescritti costituiscono impianti di rete RTN per la connessione, che saranno riportati in dettaglio negli elaborati tecnici allegati.

## **2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO**

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-13: Protezione contro i contatti elettrici-Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI 0-16: Regole tecnica di riferimento per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 99-2: (Ex CEI 11-1) Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI 11-17 Impianti di produzione trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica- Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-25 (EN 60909-0): "Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti";
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui siano presenti sistemi con tensione maggiore di 1kV";
- CEI 13-45: Sistemi di misura dell'energia elettrica;
- CEI 14-13/14 Trasformatori trifase per distribuzione a raffreddamento naturale in olio, di potenza 50-2500 kVA;
- CEI 17-5: Apparecchiature in bassa tensione parte 2: interruttori automatici;
- CEI 17-11: Apparecchiature in bassa tensione parte 3: interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra in BT;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1-30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati in PVC per tensioni nominali da 1-3 kV;
- CEI 20-20: Guida per l'uso di cavi a BT;
- CEI 20-40: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 23-3-1 Interruttori automatici per la protezione da sovracorrenti e similari;
- CEI 23-46 Sistemi di canalizzazione per cavi – Sistemi di tubi;
- CEI 23-49 Involucri per apparecchi per installazioni fisse per uso domestico e similare. Parte 2: Prescrizioni particolari per involucro destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile;
- CEI 23-80 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche;

- CEI 23-81 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI 32-1 Fusibili a tensione non superiore a 1000 V per corrente alternata e a 1500 V per corrente continua – parte 1 prescrizioni generali;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1.500V in corrente continua;
- CEI EN 60076-11 “Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco”;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61829 - Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino-Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 60439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60076-1/5: Trasformatori di potenza;



- CEI EN 50618 - CEI: 20-91 "Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerica senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici" In alternativa potranno essere usati cavi PV 1- F approvati TUV 2 Pfg 1169/08.2007 con marchio CE;
- 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 EN 60904-2/8 - CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici;
- 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 62040: Sistemi statici di continuità (UPS);
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini; serie composta da:
  - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
  - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
  - CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento global e 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 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI IEC 62271-200 Organi di manovra e apparecchiature di controllo in involucro metallico da 1 kV a 52 kV compreso;

- CEI EN 62271-106 interruttore di manovra-sezionatori;
- CEI EN 62271-103 sezionatori e sezionatori di terra.

### 3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto fotovoltaico denominato "Viterbo", è localizzato nella regione Lazio, in provincia di Viterbo, all'interno del territorio comunale di Viterbo. Le aree previste per la realizzazione dell'impianto (Area 1 in blu, Area 2 in verde, Area 3 in magenta ed Area 4 in ciano, in fig.1) e di tutte le opere necessarie alla connessione alla rete elettrica e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica, sono situate a circa 12,0 km in linea d'aria a Nord-Ovest rispetto al Comune di Viterbo (VT), a circa 3,5 km a Sud del Lago di Bolsena e a circa 6,0 km a Sud-Ovest del Comune di Montefiascone (VT). L'impianto inoltre, dista in linea d'aria circa 9,5 km dalla Cabina Primaria 20/150 kV denominata "San Savino", ubicata nel Comune di Tuscania (VT).

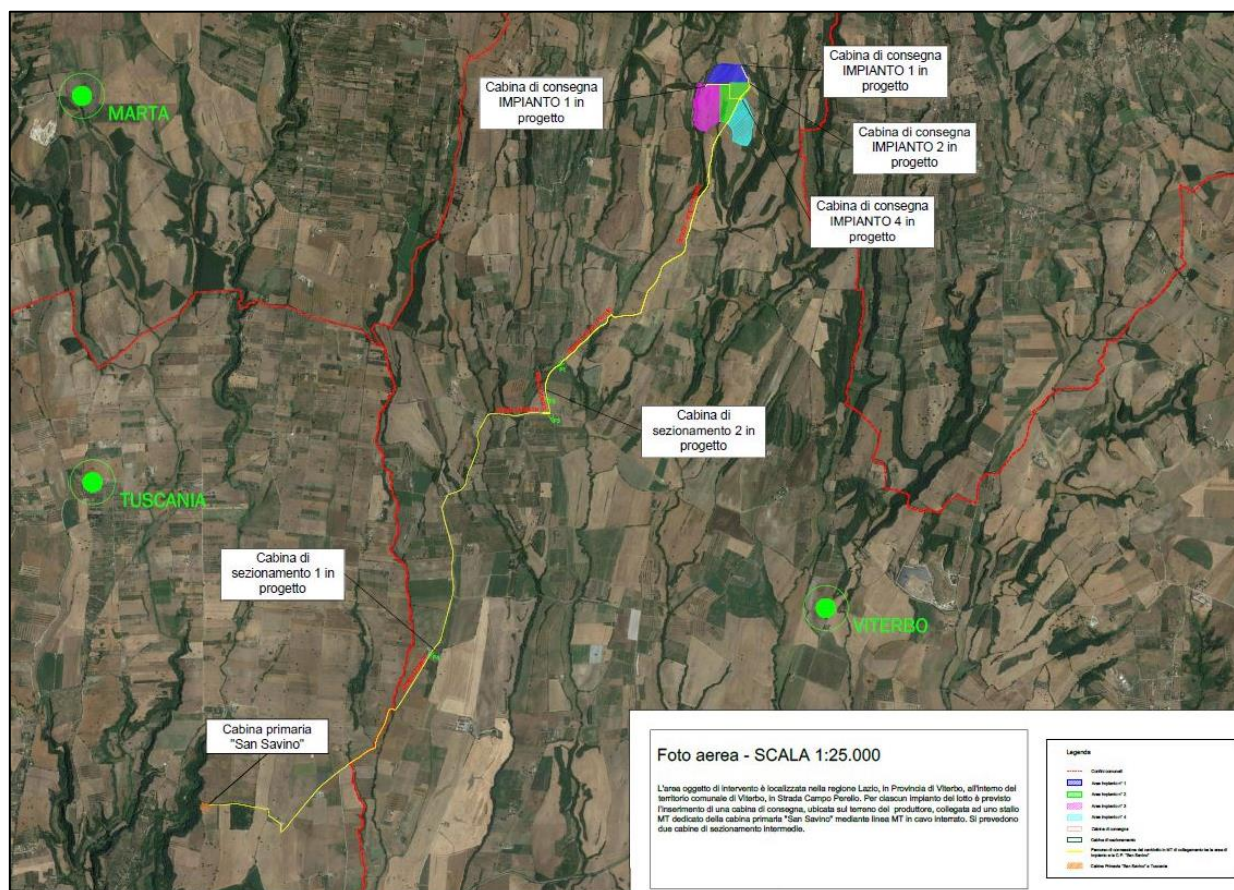


Figura 1 - Stralcio su ortofoto dell'impianto FV con indicazione della connessione alla CP San Savino in MT-20 kV

L'energia prodotta da ciascun impianto del lotto, sarà convogliata nella rispettiva cabina di consegna, tutte ubicate in apposite aree adiacenti l'impianto FV. Le n.4 cabine di consegna verranno collegate elettricamente "a lobo" tra di loro ed infine, ciascuna ad antenna con la CP "San Savino", attraverso un cavidotto interrato in MT composto da n.4 terne di cavi da 185 mmq ciascuno. Durante il percorso verso la CP, i cavi saranno sezionati tramite n.2 cabine di

sezionamento posizionate lungo la tratta di collegamento, come in figura 1. Il cavidotto di evacuazione attraverserà sia il territorio comunale di Viterbo che quello di Tuscania e verrà posato principalmente su strade asfaltate rispetto a quelle sterrate.

Di seguito sono riportate le coordinate dell'area d'impianto e delle cabine elettriche:

COORDINATE UTM WGS-84		
	Latitudine	Longitudine
Area Impianto 1	4710183.97	744477.79
Area Impianto 2	4709922.54	744489.60
Area Impianto 3	4709894.90	744282.80
Area Impianto 4	4709684.74	744595.91
Cabina di consegna 1	4710288.5112	744613.8842
Cabina di consegna 2	4710091.7076	744699.5526
Cabina di consegna 3	4710059.549	744223.2146
Cabina di consegna 4	4709916.2586	744620.6208
Cabina di sezionamento 1	4706752.1268	742477.7963
Cabina di sezionamento 2	4703917.6773	741253.5542
CP "San Savino"	4702206.00	738766.00

I dettagli relativi agli aspetti territoriali, ambientali e naturalistici connessi all'installazione dell'impianto in progetto saranno analizzati nelle rispettive tavole e relazioni di natura ambientale allegata al seguente progetto definitivo.

#### **4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su strutture fisse al suolo, inclinate di 30° rispetto a sud, su cui verranno montati moduli monocristallini con una potenza nominale installata di circa 28.584,0 kWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 600 Wp (in condizioni STC) della Trina Solar, modello Vertex, per un totale di circa 47.640 moduli fotovoltaici monocristallini. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.30 moduli collegati in serie per una potenza di stringa pari a circa 18,0 kWp. Verranno installati inverter multistringa del tipo SUN2000-215KTL della Huawei, aventi una potenza nominale in uscita trifase in alternata a 800 V pari a 215 kVA, per un totale di 144 inverter.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di moduli e di tipologia di strutture di sostegno. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto FV.

#### 4.1 Sottocampi elettrici

I quattro impianti fotovoltaici in oggetto, verranno realizzati su una superficie di terreno recintata avente un'estensione di circa 33,6 ha, suddivisa in quattro aree, ognuna delle quali con il relativo impianto FV così descritti nel seguito:

##### Impianto 1 - Area 1:

- composto da 12.000 moduli FV da 600 Wp, montati su strutture fisse al suolo, con tilt di 30° e azimuth a 0°, suddivisi in 400 stringhe collegate in parallelo a 36 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici e la potenza complessiva è pari a circa 7.200,0 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT-1A (del sottocampo 1) e CT-1B (del sottocampo 2) installate all'interno dell'area 1 d'impianto, le quali infine, saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC1 mediante un cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza da 2000 kVA, due per ciascuna cabina di trasformazione;

##### Impianto 2 - Area 2:

- composto da 11.880 moduli FV da 600 Wp, montati su strutture fisse al suolo, con tilt di 30° e azimuth a 0°, suddivisi in 396 stringhe collegate in parallelo a 36 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici e la potenza complessiva è pari a circa 7.128,0 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT-2A (del sottocampo 1) e CT-2B (del sottocampo 2) installate all'interno dell'area 2 d'impianto, le quali infine saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC2 mediante un cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza da 2000 kVA, due per ciascuna cabina di trasformazione;

##### Impianto 3 - Area 3:

- composto da 11.850 moduli FV da 600 Wp, montati su strutture fisse al suolo, con tilt di 30° e azimuth a 0°, suddivisi in 395 stringhe collegate in parallelo a 36 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici e la potenza complessiva è pari a circa 7.110,0 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT-3A (del sottocampo 1) e CT-3B (del sottocampo 2) installate all'interno dell'area 3 d'impianto, le quali infine saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC3 mediante un cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza da 2000 kVA, due per ciascuna cabina di trasformazione;

##### Impianto 4 - Area 4:

- composto da 11.910 moduli FV da 600 Wp, montati su strutture fisse al suolo, con tilt di 30° e azimuth a 0°, suddivisi in 397 stringhe collegate in parallelo a 36 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici e la potenza complessiva è pari a circa 7.146,0 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT-4A (del sottocampo 1) e CT-4B (del sottocampo 2) installate all'interno dell'area 4 d'impianto, le quali infine saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC4 mediante un

cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza da 2000 kVA, due per ciascuna cabina di trasformazione.

La suddivisione dei sottocampi elettrici ed il collegamento in BT degli inverter con le rispettive cabine di trasformazione e tra queste e le cabine di consegna, sono riportati nella tavola allegata FRV-VTR-IE.08.

## **4.2 Collegamenti elettrici**

I collegamenti in corrente continua (lato cc) in bassa tensione (BT) tra i moduli a formare una stringa e tra le stringhe con i rispettivi inverter, avverranno prevalentemente con cavi posti direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli in apposite canaline metalliche forate. Le connessioni in ac tra ciascun inverter ed il proprio quadro in bassa tensione all'interno della cabina di trasformazione BT/MT, saranno realizzate tramite cavidotti interrati opportunamente dimensionati i cui scavi saranno realizzati internamente alle rispettive aree d'impianto. All'interno di ciascuna cabina di trasformazione, la BT sarà trasformata in Media Tensione (MT) a 20 kV, mediante due trasformatori trifasi, del tipo DYn11. Le cabine poi saranno collegate in MT tra di loro ed infine con la cabina di consegna CC lato utente. Le quattro cabine di consegna lato E-Distribuzione, verranno connesse tramite cavo MT interrato a 20 kV, con la CP "San Savino". Lungo il percorso di collegamento il cavidotto verrà sezionato in due punti, tramite inserimento di due cabine di sezionamento.

Tutte le connessioni elettriche fra i diversi sistemi che costituiscono l'impianto FV, verranno realizzate mediante cavi opportunamente dimensionati, aventi sezioni nominali tali da garantire una bassa caduta di tensione (e conseguente bassa perdita di potenza).

## **5. ELEMENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Gli elementi del sistema fotovoltaico in progetto sono:

- Moduli fotovoltaici e stringhe;
- Inverter multistringa (CC/AC);
- Cabine elettriche di trasformazione BT/MT;
- Cabina di consegna;
- Control room;
- Cabine di sezionamento;
- Strutture metalliche di supporto dei moduli.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà esserne scelta una diversa tipologia. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto FV.

### **5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe**

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali del tipo Vertex, della potenza nominale di 600 Wp (o similari) in condizioni STC. I moduli sono in silicio monocristallino con

caratteristiche tecniche dettagliate riportate nella tabella seguente. Ogni modulo dispone inoltre di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

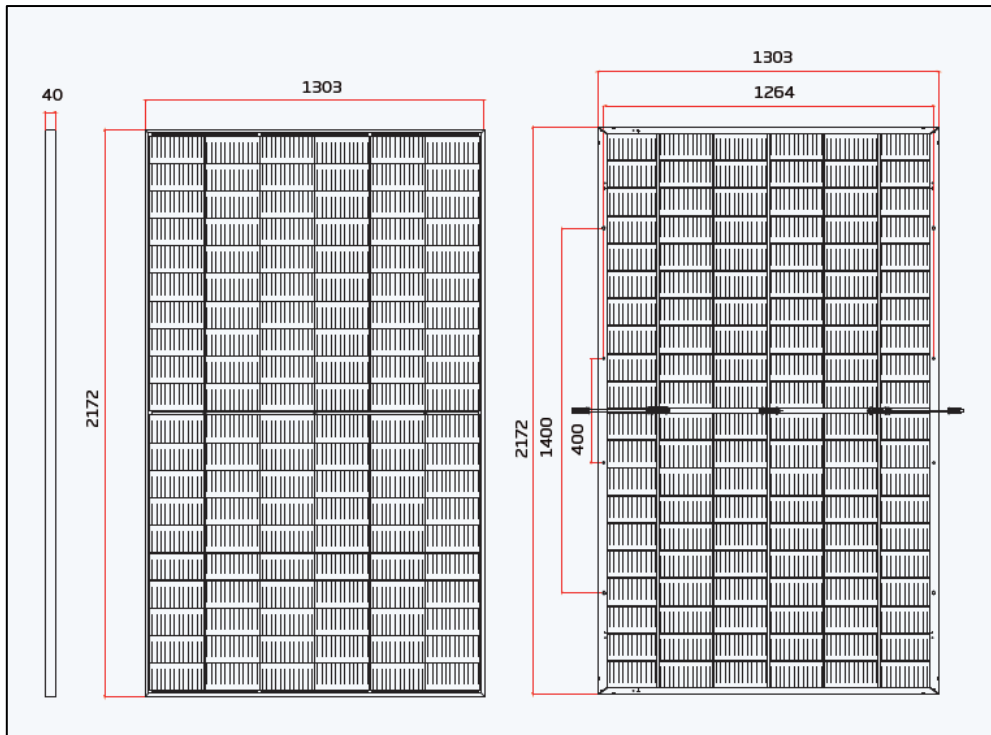


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=600 Wp

Ogni stringa di moduli sarà composta dal collegamento in serie di n.30 moduli FV e sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di guasti, ombreggiamenti, ecc... In Figura 3, sono rappresentate le caratteristiche costruttive del modulo\*:

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance:  $\pm 3\%$ .

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo fotovoltaico bifacciale da 600Wp

*\* I valori riportati sono da considerarsi indicativi e potranno essere suscettibili di modifiche. Ciò si rende necessario per garantire, in fase costruttiva, l'utilizzo di componenti tecnologicamente più avanzati che al contempo abbiano una maggiore reperibilità sul mercato. Si sottolinea che, vista la rapidissima evoluzione del mercato dei moduli fotovoltaici, sono in previsione significativi miglioramenti di efficienza sia per le celle che compongono la base produttiva del modulo sia per la resa nel tempo del modulo stesso.*

## **5.2 Multi-MPPT String Inverter**

Per la conversione dell'energia elettrica prodotta da continua in alternata a 50 Hz sono previsti inverter multistringa, con elevato fattore di rendimento, posizionati a lato delle strutture metalliche di sostegno dei moduli. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei SUN2000-215KTL (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di 215 kVA ed tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Essi sono raccomandabili soprattutto se il generatore fotovoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato..

Tali dispositivi svolgono anche due altre importanti funzioni. Infatti, per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, si deve adeguare il generatore fotovoltaico al carico in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine vengono impiegati all'interno dell'inverter n.3 convertitori DC/DC opportunamente controllati in grado di inseguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V per ogni ingresso in c.c. (funzione MPPT-Maximum Power Point Tracking). Inoltre, poiché le curve di tensione e corrente in uscita dall'inverter non sono perfettamente sinusoidali ma affette da armoniche, si riesce a costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), in modo tale da regolare sia l'ampiezza che la frequenza della tensione e della corrente, mantenendole anche costanti nel tempo, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme.

Le caratteristiche tecniche dell'inverter sono riportate nella figura 4 seguente:

SUN2000-215KTL-H3  
Smart String Inverter





Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling

Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 215 kVA - caratteristiche tecniche

La scelta di questa tipologia d'inverter è stata effettuata anche in base:

- all'alto rendimento, che indica quale percentuale dell'energia "immessa" sotto forma di corrente continua viene rimessa sotto forma di corrente alternata, pari a circa il 99%;
- all'ottimizzazione della potenza, in quanto la curva caratteristica dei moduli fotovoltaici dipende fortemente dall'intensità dell'irraggiamento e dalla temperatura dei moduli, quindi da valori che si modificano continuamente nell'arco della giornata. L'inverter deve pertanto trovare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica, per poter "tirar fuori" dai moduli solari la potenza maggiore in ogni

situazione. Come si evince dalla scheda tecnica, questa tipologia di inverter multistringa dispongono di 14 entrate di stringa, con 3 inseguitori MPPT dedicati;

- al tipo di monitoraggio e protezione delle grandezze elettriche dell'impianto e all'interfaccia di comunicazione;
- alla gestione della temperatura, la quale influisce anche sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è quindi possibile utilizzare appieno la potenza di modulo attualmente disponibile;
- al tipo di involucro, resistente agli urti e alle condizioni ambientali peggiori, grado IP65, secondo le norme DIN-EN 60529..

L'inverter del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al quadro in bt nella cabina di trasformazione mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, il valore di corrente, di tensione e l'energia prodotta dalle stringhe collegate. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di 144 gruppi di conversione SSI in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore fotovoltaico. Lo schema elettrico unifilare dell'impianto che collega i moduli agli inverter e questi ultimi alla propria cabina di trasformazione, sono riportati nella tavola allegata FRV-VTR-IE.01.

### **5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT**

Per l'impianto FV in oggetto saranno installate n.8 cabine elettriche di trasformazione, due per ciascun impianto del lotto FV (denominate Tipo-1 e Tipo-2, in relazione al numero di scomparti di protezione in MT installati).

Tutte le cabine sono suddivise in 3 locali in cui:

- il locale centrale contiene al proprio interno n.2 trasformatori trifasi, del tipo DYN11, rapporto di trasformazione pari a 800/20000, di potenza nominale pari a 2000 Kva ciascuno, del tipo isolato in resina, tensione d'isolamento pari a 24 kV e Vcc% pari al 6%, il quale ha lo scopo di elevare la tensione da 800 V in BT fino a 20 kV in MT al punto di consegna dell'energia elettrica (figura 5).

Gli altri 2 locali laterali includono rispettivamente:

- i quadri in BT, composti da fusibili a protezione delle linee di collegamento con gli inverter, interruttori magnetotermici per l'alimentazione di luci, FM e linee ausiliarie, un sistema di monitoraggio ed un quadro in BT composto da interruttori magnetotermici differenziali con corrente nominale pari a 2000 A;
- il quadro in MT a 20 kV isolato a 24 kV, ad SF6 per la distribuzione secondaria. E' un quadro in MT costituito da n.2/3 quadri di protezione trasformatore e da n.2 quadri di protezione linee mediante interruttori di manovra-sezionatori o interruttori-sezionatori, n.2 quadri di misura. I dispositivi avranno un telaio a cassetto con isolamento in SF6 ed involucro in acciaio inox, completi di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Le dimensioni della generica cabina di trasformazione monoblocco prefabbricata sono circa: 15,0x3,0x2,7 m e verranno interrate con scavo opportunamente dimensionato in fase esecutiva.

Si rimanda alla tavolea allegata FRV-VTR-IE.04 che descrive la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione. Mentre la tavola allegata FRV-VTR-IE.02, riporta gli schemi unifilari

delle connessioni tra i vari quadri elettrici all'interno delle cabine elettriche di trasformazione con la cabina di consegna in MT.



*Figura 5 – Caratteristiche del trasformatore BT/MT in cabina di trasformazione*

#### **5.4 Cabine elettriche di consegna (CC)**

Ciascun manufatto sarà di tipo box secondo le specifiche ENEL DG 2092 Ed. 3, con equipaggiamento elettromeccanico completo di organi di manovra e sezionamento, eventuale trasformatore MT/BT, apparecchiature per il telecontrollo, automazione e telegestione, vano misure con contatore.

Saranno installate n.4 Cabine Elettriche di Consegna in Media Tensione per lo scambio/immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti FV. Le opere interesseranno le seguenti Particelle e Fogli del Comune di Viterbo:

- Cabina di consegna 1 (CC1): Foglio 100, Particella 86;
- Cabina di consegna 2 (CC2): Foglio 104, Particella 312;
- Cabina di consegna 3 (CC3): Foglio 100, Particella 86;
- Cabina di consegna 4 (CC4): Foglio 100, Particella 397.

Tali cabine saranno realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una

superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali, in conformità alla specifica Enel DG2092 Ed.03. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate debbono essere del tipo omologato E-Distribuzione. La struttura sarà adibita all'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT e MT. I quadri elettrici saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori unificati DS 3055. La planimetria delle cabine di consegna e lo schema unifilare di connessione con le cabine di sezionamento, sono riportati rispettivamente nelle tavole FRV-VTB-IE.05 e FRV-VTB-IE.02, allegate al seguente progetto. Inoltre:

- i locali E-Distribuzione devono essere dotati di un accesso diretto ed indipendente consentito solo al personale di E-Distribuzione, mentre al contiguo locale misure sarà consentito l'accesso anche al produttore e/o al proprietario dell'impianto;
- le aperture devono garantire un grado di protezione IP 33 e una adeguata ventilazione a circolazione naturale di aria;
- le tubazioni di ingresso dei cavi devono essere sigillate onde impedire la propagazione o l'infiltrazione di fluidi liquidi e gassosi;
- la struttura deve essere adeguatamente impermeabilizzata, al fine di evitare allagamenti ed infiltrazioni di acqua.

Di seguito una vista della cabina tipo in progetto:

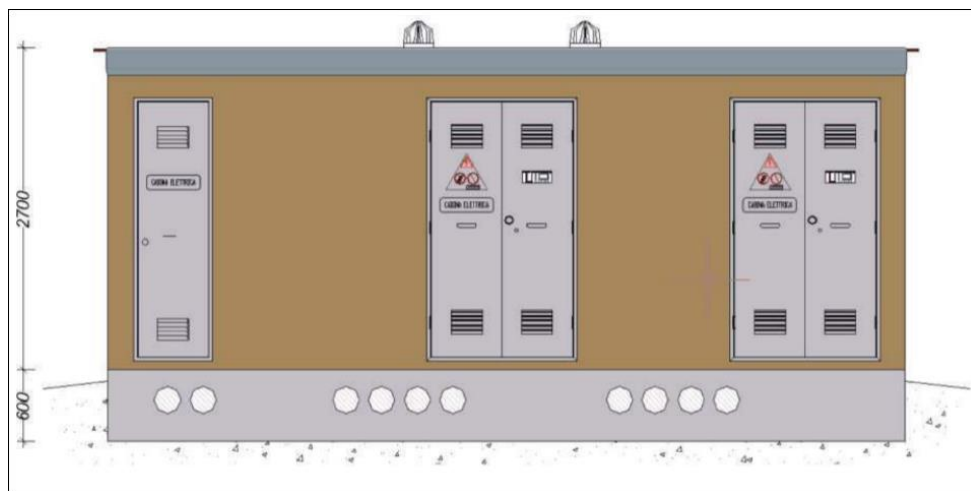


Figura 6 – Vista frontale cabina di consegna tipo

#### 5.4.1 Dimensioni e quadri elettrici

Le dimensioni delle cabine sono pari a circa 7,45x2,5x2,7 m e ciascun fabbricato sarà suddiviso in tre vani: vano consegna, vano misure e vano per eventuale trafo. Nel primo vano verranno alloggiati i sistemi di protezione in MT, i quadri in BT ed i sistemi di controllo, nel secondo vano il sistema di misura dell'energia scambiata con la rete in MT.

I quadri elettrici in MT previsti all'interno delle cabine di consegna sono i seguenti:

#### 1) Cabina di consegna 1

- 1 scomparto Utente 16 kA isolato in SF6, del tipo Enel DY 808/6 – Matr. 162037, comprensivo di trasformatori di misura :
  - n°2 TA, Amperometrici matricola 532069 rapp. 630/5A - Enel DMI 031052
  - n°2 TV, Voltmetrici matricola 535024 rapp. 20000/100V - Enel DMI 031015
- 1 quadro isolato in SF6 con interruttore 3LEi del tipo DY900/3 – Matr. 162107 comprendente:
  - n°2 scomparti "L" di protezione linee ( n.1 uscita verso la CP e n.1 uscita verso la cabina di consegna 2) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);
  - n°1 scomparti protezione linea consegna, con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);

#### 2) Cabina di consegna 2

- 1 scomparto Utente 16 kA isolato in SF6, del tipo Enel DY 808/6 – Matr. 162037, comprensivo di trasformatori di misura :
  - n°2 TA, Amperometrici matricola 532069 rapp. 630/5A - Enel DMI 031052
  - n°2 TV, Voltmetrici matricola 535024 rapp. 20000/100V - Enel DMI 031015
- 1 quadro isolato in SF6 con interruttore 4LEi del tipo DY900/5 – Matr. 162109 comprendente:
  - n°3 scomparti "L" di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 arrivo dalla cabina 1 e n.1 uscita verso la cabina di consegna 4) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);
  - n°1 scomparti protezione linea consegna, con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);

#### 3) Cabina di consegna 3

- 1 scomparto Utente 16 kA isolato in SF6, del tipo Enel DY 808/6 – Matr. 162037, comprensivo di trasformatori di misura :
  - n°2 TA, Amperometrici matricola 532069 rapp. 630/5A - Enel DMI 031052
  - n°2 TV, Voltmetrici matricola 535024 rapp. 20000/100V - Enel DMI 031015
- 1 quadro isolato in SF6 con interruttore 3LEi del tipo DY900/3 – Matr. 162107 comprendente:
  - n°2 scomparti "L" di protezione linee ( n.1 uscita verso la CP e n.1 uscita verso la cabina di consegna 4) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);
  - n°1 scomparti protezione linea consegna, con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);

#### 4) Cabina di consegna 4

- 1 scomparto Utente 16 kA isolato in SF6, del tipo Enel DY 808/6 – Matr. 162037, comprensivo di trasformatori di misura :
  - n°2 TA, Amperometrici matricola 532069 rapp. 630/5A - Enel DMI 031052
  - n°2 TV, Voltmetrici matricola 535024 rapp. 20000/100V - Enel DMI 031015
- 1 quadro isolato in SF6 con interruttore 4LEi del tipo DY900/5 – Matr. 162109 comprendente:

- n°3 scomparti "L" di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 arrivo dalla cabina 2 e n.1 arrivo dalla cabina di consegna 3) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);
- n°1 scomparti protezione linea consegna, con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre).

Gli scomparti MT, che assicurano il sezionamento dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione comandati dai sistemi di protezione, possono essere sia isolati in aria che in SF6. La cabina sarà dotata di sistema di climatizzazione per garantire il mantenimento della temperatura interna per evitare che questa ecceda oltre i limiti di ottimale funzionamento. Sarà inoltre dotata di impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna, e di un'illuminazione adeguata di almeno 100 lux.

#### **5.4.2 Carichi di progetto**

La cabina di consegna da installare, terrà conto del rispetto dei carichi di progetto quali: pressione del vento, azione del carico di neve sulla copertura, azione sismica, sollevamento e trasporto del box e carichi mobili e permanenti sul pavimento in conformità della specifica tecnica Enel DG2092 e della Legge 2 Febbraio 1974 n. 64, art. 10.

#### **5.4.3 Impianto elettrico**

L'impianto elettrico, del tipo sfilabile, sarà realizzato con cavo unipolare di tipo antifiamma, con tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo e consentirà la connessione di tutti gli apparati necessari per il funzionamento della cabina.

In particolare:

- n.1 quadri di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari SA (DY 3016/3) che sarà installato nel rack (DY3005);
- n.4 lampade di illuminazione, installate una nel vano misure e tre nel vano consegna (DY3021);
- l'alimentazione di ognuna delle lampade di illuminazione è realizzata con due cavi unipolari di 2,5 mm<sup>2</sup>, in tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo con interruttore bipolare IP>40;
- n.1 Telaio porta Quadri BT (Fig. 2) in acciaio zincato a caldo (spessore minimo 12μ);
- n.1 distanziatore per quadri BT (DS3055);
- un armadio rack - omologato e-distribuzione - del tipo a rastrelliera idoneo a contenere cassette da 19"(DY 3005).

Tutti i componenti dell'impianto saranno contrassegnati con un marchio attestante la conformità alle norme e l'intero impianto elettrico corredato da dichiarazione di conformità come da DM 22 gennaio 2008, n.37.

#### **5.4.4 Impianto di messa a terra**

La cabina deve essere dotata di un impianto di terra di protezione dimensionato in base alle prescrizioni di Legge ed alle Norme CEI EN 50522: 2011-03 (CEI 99-3) E CEI EN 61936 -1: 2011-03 (CEI 99-2). Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con almeno n. 2 connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo e collegati all'armatura o con analogo sistema che abbia le stesse caratteristiche. L'armatura metallica della strutture verrà collegata a terra per garantire l'equipotenzialità elettrica. I connettori elettrici saranno dotati di

boccole filettate a tenuta stagna, per il collegamento della rete di terra, facenti filo con la superficie interna ed esterna della vasca. Per quanto riguarda l'impianto di terra interno, tutte le masse delle apparecchiature MT e BT che fanno parte dell'impianto elettrico verranno collegate all'impianto di terra interno e messe a terra, in particolare:

- i quadri MT;
- il cassone del trasformatore MT/BT;
- il rack apparecchiature BT;
- il telaio per quadri BT;
- le masse di tutte le apparecchiature BT.

L'impianto di terra esterno viene fornito in opera ed è costituito da anello con dimensioni descritte nella specifica tecnica e-distribuzione DG2092 in vigore. I dispersori orizzontali verranno realizzati in corda nuda di rame con una sezione uguale o superiore a 35 mm<sup>2</sup> e collocati sul fondo di una trincea.

#### **5.4.5 Particolari costruttivi**

##### Pareti:

Le pareti saranno realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm. Il dimensionamento dell'armatura dovrà essere quella prevista dal D.M. 14 gennaio 2008. Sulla parete lato finestre verrà fissato un passante in materiale plastico, annegato nel calcestruzzo in fase di getto, per consentire il passaggio di cavi elettrici temporanei. Tale passante deve avere un diametro interno minimo di 150 mm, deve essere dotato di un dispositivo di chiusura/apertura funzionante solo con attrezzi speciali e deve garantire la tenuta anche in assenza di cavi. Sulla parete opposta a quella contenente le porte, in corrispondenza dell'armadio Rack, deve essere previsto un Sistema Passacavo ( $\Phi > 80$  mm) per l'antenna. Nel box devono essere installati:

- n. 2 porte omologate in resina (DS 919) o in acciaio zincato/inox (DS 918) complete di serrature omologate (DS 988);
- n. 2 finestre in resina (DS 927) o in acciaio inox (DS 926);
- n. 1 porta ad un'anta in resina o in acciaio zincato/inox (DS 918) da 800 mm.

Le porte, il relativo telaio ed ogni altro elemento metallico accessibile dall'esterno devono essere elettricamente isolate dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dalla armatura incorporata nel calcestruzzo.

##### Pavimento:

Il pavimento a struttura portante, deve avere uno spessore minimo di 10 cm e dimensionato per sopportare i carichi definiti nel paragrafo precedente.

Sul pavimento sono previste le seguenti aperture:

- apertura minima di dimensioni 650 mm x 2800 mm per gli scomparti MT;
- aperture di dimensioni 300 mm x 150 mm per il trasformatore MT/BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi MT;
- apertura di dimensioni 1000 mm x 600 mm completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzera di 750 daN;

- apertura di dimensioni 500 mm x 250 mm per i quadri BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 500 mm x 500 mm per il rack dei pannelli elettronici per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 600 mm x 600 mm per il vano misure completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzera di 600 daN.

In corrispondenza della porta d'entrata dovrà essere previsto un rialzo del pavimento di 40 mm per impedire l'eventuale fuoriuscita dell'olio trasformatore. Nel pavimento verrà inglobato un tubo di diametro esterno (De) non inferiore a 60 mm collegante i dispositivi di misura situati nel locale utente con i scomparti MT del locale consegna. In prossimità del foro per il rack devono essere installate n.4 boccole filettate annegate nel cls facenti filo con il pavimento, utili al fissaggio del quadro rack.

#### Copertura:

La copertura, opportunamente ancorata alla struttura, garantirà un coefficiente medio di trasmissione del calore minore di  $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C m}^2$ . La copertura sarà a due falde ed avrà un pendenza del 2% su ciascuna falda e dovrà essere dotata per la raccolta e l'allontanamento dell'acqua piovana, sui lati lunghi, di due canalette in VTR di spessore di 3 mm. Inoltre, dovrà essere protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero, flessibilità a freddo  $-10^\circ \text{C}$ , armata in filo di poliestere e rivestita superiormente con ardesia, spessore 4 mm (esclusa ardesia), sormontato dalla canaletta.

#### Sistema di ventilazione:

La ventilazione all'interno del box avverrà tramite due aspiratori eolici, in acciaio inox del tipo con cuscinetto a bagno d'olio, installati sulla copertura e le due finestre di aerazione in resina o in acciaio (DS 927 - DS 926), posizionate sul fianco del box. Gli aspiratori dovranno avere un diametro minimo di 250 mm ed essere dotati di rete antinsetto di protezione removibile maglia 10x10 e di un sistema di bloccaggio antifurto. Ad installazione avvenuta, garantiranno una adeguata protezione contro l'introduzione di corpi estranei e la penetrazione di acqua. L'acciaio inox degli aspiratori deve essere del tipo AISI 304 (acciaio al Cr-Ni austenitico) come da UNI EN 10088-1:2005 e dovranno essere posizionati nella zona intermedia tra i quadri di media tensione e la parete anteriore (porte) in modo da evitare che possibili infiltrazioni d'acqua finiscano sulle apparecchiature elettriche MT o BT. Gli aspiratori eolici devono essere isolati elettricamente dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dall'armatura incorporata nel calcestruzzo.

#### Basamento:

Preliminarmente alla posa in opera del box, sul sito prescelto deve essere interrato il basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili in modo da creare un vasca stagna sottostante tutto il locale consegna dello spessore netto di almeno 50 cm (compresi eventuali sostegni del pavimento). Tra il box ed il basamento sarà previsto collegamento meccanico (come da punto 7.2.1 del DM 14/01/2008) prevedendo un sistema di accoppiamento tale da impedire eventuali spostamenti orizzontali del box stesso ed un sistema di sigillatura al contatto box-vasca, tale da garantire una perfetta tenuta all'acqua. Esso sarà dotato di fori per il passaggio dei cavi MT e BT, posizionati ad una distanza dal fondo della vasca



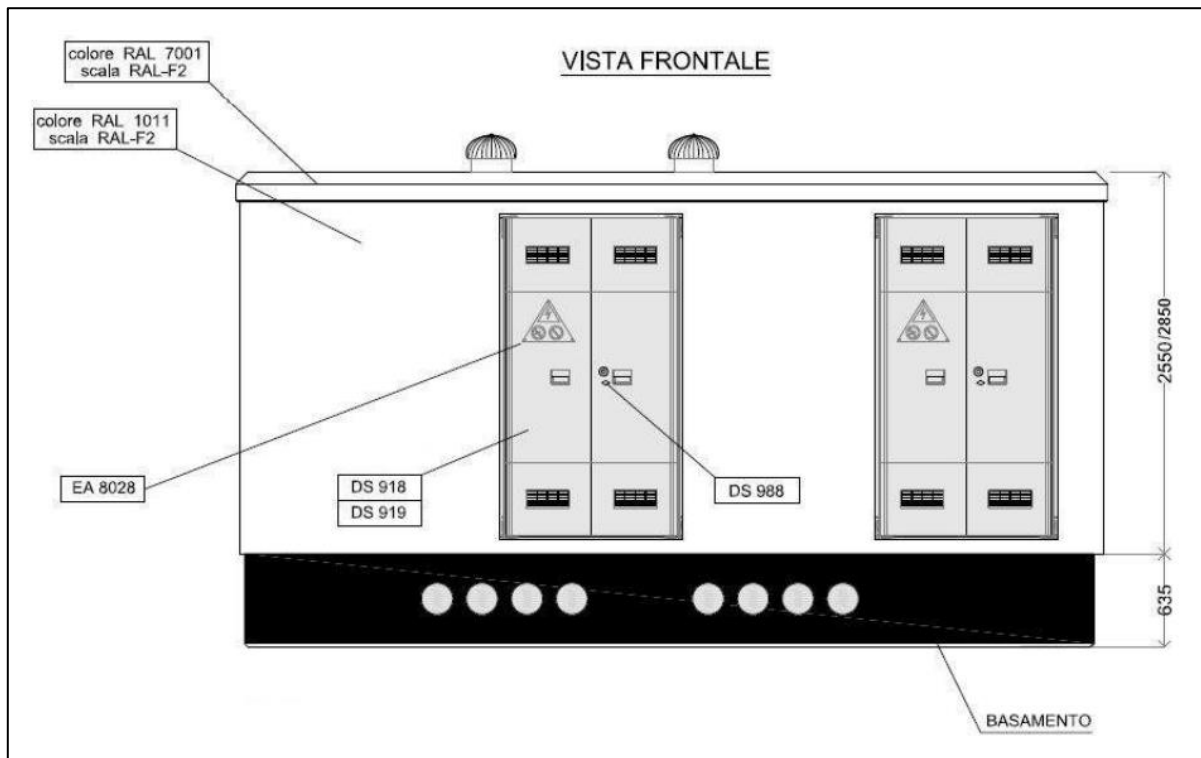
tale da consentire il contenimento dell'eventuale olio sversato dal trasformatore, fissato in un volume corrispondente a 600 litri. I fori saranno predisposti di flange a frattura prestabilita verso l'esterno e predisposti per l'installazione dei passacavi (foro cilindrico e superficie interna levigata) conformi alla specifica tecnica DS920; tali passacavi montati dall'interno dovranno garantire i requisiti di tenuta stagna anche in assenza dei cavi.

## **5.5 Cabine di sezionamento**

Nel progetto, sono state previste n.2 cabine di sezionamento lungo il percorso del cavidotto di connessione tra le cabine di consegna degli impianti FV e la Cabina Primaria, come riportato nelle tavole d'inquadramento allegate. I due manufatti prefabbricati devono essere costruiti secondo quanto prescritto dalla Legge 5 Novembre 1971 n.1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica", dalla Legge n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche", dal Decreto 14 gennaio 2008 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti "Nuove Norme tecniche per le Costruzioni" e s.m.i. Ciascun manufatto sarà di tipo box secondo le specifiche ENEL DG 2061 Ed. 8 del 2016, di dimensioni pari a circa 5,67x2,45x2,7 m, con equipaggiamento elettromeccanico completo di quadri MT del tipo DY 803/2. La cabina di smistamento n.1 insiste su un area individuata al catasto terreni del Comune di Viterbo, al foglio 107, particella 240 mentre la cabina di smistamento n.2 sarà ubicata su un area individuata al catasto terreni del Comune di Viterbo, al foglio 104, particella 312. Tali cabine saranno realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate debbono essere del tipo omologato E-Distribuzione. La struttura sarà adibita all'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in MT. I quadri elettrici saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori unificati DS 3055. La planimetria della cabina di confine-sezionamento è riportata nella tavola allegata al seguente progetto. Inoltre:

- il locale di E-Distribuzione sarà dotato di accesso diretto ed indipendente consentito solo al personale di AE-Distribuzione;
- le aperture devono garantire una adeguata ventilazione a circolazione naturale di aria;
- le tubazioni di ingresso dei cavi devono essere sigillate onde impedire la propagazione o l'infiltrazione di fluidi liquidi e gassosi;
- la struttura deve essere adeguatamente impermeabilizzata, al fine di evitare allagamenti ed infiltrazioni di acqua.

Di seguito una vista della cabina tipo in progetto:



*Figura 7 – Vista frontale cabina di confine-sezionamento*

La planimetria elettromeccanica della cabina di sezionamento è riportata nella tavola allegata FRV-VTB-IE.06.

### **5.5.1 Quadri elettrici**

I quadri elettrici in MT previsti in cabina sono i seguenti:

- N.8 quadri isolati in SF6 con interruttore di manovra-sezionatore IMS motorizzato del tipo DY803/2 – Matr. 162325.

Tali scomparti hanno la funzione di sezionare le quattro linee in cavo MT che collegano le cabine di consegna con la CP. Per maggiori dettagli si rimanda alla tavola tecnica allegata.

- N.1 scomparto TV autoprotetto del tipo DY803/7 – Matr. 162330, con TMA omologato secondo la specifica DY558, per alimentazione UP.

### **5.5.2 Carichi di progetto**

I carichi di progetto da considerare nel calcolo delle strutture costituenti la cabina sono:

a) pressione del vento pari a  $q(z)=190$  daN/m<sup>2</sup>, corrispondente ai seguenti parametri: altitudine mt. 1000 sul livello del mare; macrozonazione: zona 4; periodo di ritorno:  $Tr=50$  anni.

b) azione del carico di neve sulla copertura pari a  $q_s=480$  daN/m<sup>2</sup>, corrispondente ai seguenti parametri: altitudine mt. 1000 sul livello del mare; macrozonazione: zona I; periodo di ritorno:

Tr=50 anni; coefficiente di esposizione: CE=1,0 (classe topografica normale); coefficiente di forma: m=0,8 (copertura piana).

c) azione sismica: per quanto concerne la valutazione dell'azione sismica, a seconda delle modalità costruttive adottate, si possono impiegare diverse metodologie di calcolo.

La spinta del vento e l'azione sismica devono essere considerate separatamente l'una dall'altra, in conformità alla Legge 2 Febbraio 1974 n. 64, art. 10. d) sollecitazioni dovute al sollevamento ed al trasporto del box completo di apparecchiature (escluso il trasformatore). e) carichi mobili e permanenti sul pavimento della cabina come da prove indicate nel § 5.1.8. Per quanto concerne la valutazione del coprifermo occorre considerare un ambiente aggressivo

Le verifiche strutturali saranno eseguite secondo le prescrizioni delle vigenti Norme per le costruzioni in calcestruzzo armato in zona sismica, nelle condizioni più conservative. In caso di richiesta di installazione dei manufatti in particolari siti, con azione del vento e composizione geologica al di fuori dei parametri sopra descritti, verrà richiesto un calcolo ad hoc secondo le Norme vigenti. Il calcestruzzo utilizzato deve essere conforme alla Norma Europea UNI-EN 206-1 con i requisiti sotto elencati:

- classe di resistenza a compressione C32/40;
- classe di esposizione (UNI11104) XC4;
- diametro massimo inerte 15mm;
- classe di contenuto in cloruri CI 0,40;
- rapporto acqua/cemento max 0.60.

Le armature devono avere i requisiti sotto elencati:

- barre ad aderenza migliorata B450C saldabile;
- rete e tralici elettrosaldati B450C;

Qualora necessario per la specificità dell'opera, il progettista potrà richiedere il rispetto di valori limite diversi o di ulteriori parametri quali classe di consistenza, classi speciali di cemento, classi speciali di aggregati, resistenza alle penetrazioni d'acqua.

### **5.5.3 Impianto elettrico**

Deve essere previsto un impianto elettrico per la connessione di tutti gli apparati necessari per il funzionamento della cabina (quadro servizi ausiliari, lampade, ecc.); tale impianto deve essere del tipo sfilabile, realizzato con cavo unipolare di tipo antifiamma, con tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo. L'impianto deve prevedere:

- n.1 quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari SA (DY3016/3) che saranno montati sul rack (DY3005);
- n.3 lampade di illuminazione, come da specifica tecnica DY3021;

- l'alimentazione di ognuna delle lampade di illuminazione è realizzata con due cavi unipolari di 2,5 mm<sup>2</sup> , in tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo con interruttore unipolare IP>40.

Tutti i componenti dell'impianto devono essere contrassegnati con un marchio attestante la conformità alle norme e l'intero impianto elettrico deve essere corredato da dichiarazione di conformità come da DM 22 gennaio 2008, n.37.

#### **5.5.4 Impianto di messa a terra**

La cabina deve essere dotata di un impianto di terra di protezione a cui devono essere elettricamente collegati l'armatura incorporata del calcestruzzo e tutti gli inserti metallici previsti. Come prescritto dal documento DK 4461 non vanno collegati all'impianto di terra elementi metallici, come i serramenti e porte, delle cabine secondarie che siano accessibili dall'esterno: ciò consente di usufruire sempre dei benefici derivanti dall'applicazione del provvedimento M 1.1 della norma CEI EN 50522. Il collegamento interno-esterno alla rete di terra deve essere realizzato con minimo n. 2 connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo o con analogo sistema che abbia le stesse caratteristiche. I connettori devono essere dotati di boccole filettate a tenuta stagna, per il collegamento della rete di terra, facenti filo con la superficie interna ed esterna della vasca. Per quanto riguarda l'impianto di terra interno, tutte le masse delle apparecchiature MT e BT che fanno parte dell'impianto elettrico devono essere collegate all'impianto di terra interno, in particolare devono essere collegate le masse delle seguenti apparecchiature:

- quadro MT;
- cassone del trasformatore MT/BT;
- rack apparecchiature BT;
- telaio per quadri BT;
- tutte le apparecchiature BT.

L'impianto di terra esterno, fornito in opera, è costituito da anello con dimensioni descritte nel §16 a pag. 51. Nel caso in cui sia necessario potenziare l'impianto di terra base ovvero lo stesso non sia realizzabile, questo può essere integrato da dispersori orizzontali (baffi) escludendo l'uso di ulteriori picchetti. Qualora non sia possibile integrare l'impianto di terra mediante dispersori orizzontali (baffi) si può valutare l'opportunità di installare, all'interno dell'anello, uno o più picchetti di profondità conformi alla specifica DR1040. I dispersori orizzontali vengono realizzati in corda nuda di rame da 35 mm<sup>2</sup> e collocati sul fondo di una trincea. Si raccomanda che i dispersori (treccia e picchetti) siano circondati da terra vagliata leggermente costipata. Occorre evitare inoltre il contatto dei dispersori con pietre o ghiaietto che aumenterebbe la resistenza di terra e con il terreno locale che potrebbe corrodere il dispersore.

### 5.5.5 Particolari costruttivi

#### Pareti

Le pareti devono essere realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm. L'armatura e lo spessore dovranno essere quelli previsti D.M. 14 gennaio 2008; in particolare si dovrà prevedere un doppia armatura come stabilito dalle norme stesse. Durante la fase di getto, posizionati come indicato negli elaborati grafici, devono essere incorporati gli inserti di acciaio, necessari per il fissaggio della struttura di sostegno dei quadri BT (sia a pavimento che a copertura), per il fissaggio del quadro rack e per l'impianto di messa a terra. Tali inserti, chiusi sul fondo, devono essere saldati alla struttura metallica e facenti filo con la superficie della parete, del pavimento o della copertura. Gli inserti devono avere la filettatura ben pulita, ingrassati e corredati di tappi in plastica. Per quanto riguarda il fissaggio della struttura di sostegno dei quadri BT sulla copertura, dovendo garantire la verticalità del sostegno stesso, saranno accettate soluzioni alternative alle boccole come ad esempio inserti scorrevoli, purché siano sempre collegati all'armatura ed annegati nel cls, e che la soluzione rimanga sempre a filo con la superficie interna della copertura. La soluzione adottata sarà messa al vaglio in sede di TCA (technical conformity assessment - valutazione tecnica di conformità - GSCG002). Sulla parete lato finestre si dovrà fissare un passante in materiale plastico, annegato nel calcestruzzo in fase di getto, per consentire il passaggio di cavi elettrici temporanei. Tale passante deve avere un diametro interno minimo di 150 mm, deve essere dotato di un dispositivo di chiusura/apertura funzionante solo con attrezzi speciali e deve garantire la tenuta anche in assenza di cavi. Sul lato opposto alla parete di cui sopra è previsto un sistema passacavo a parete (minimo 80 mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna. L'altezza interna del manufatto deve essere compresa tra 2300mm e 2600mm. Nel box devono essere installate due porte in resina (DS919), in acciaio zincato verniciato (DS918) o acciaio inox (DS918) complete di serrature (DS988) e due finestre in resina (DS927) o in acciaio INOX (DS926). Tali componenti devono essere del tipo omologato edistribuzione. Le porte, il relativo telaio ed ogni altro elemento metallico accessibile dall'esterno devono essere elettricamente isolate dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dalla armatura incorporata nel calcestruzzo, conformemente a quanto previsto dalla DK 4461. La prova d'isolamento va effettuata durante la verifica di isolamento degli elementi metallici accessibili dall'esterno (§ 5.1.6/5.2.5).

#### Pavimento

Il pavimento a struttura portante deve essere realizzato in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armato di spessore non inferiore a 10 cm e deve sopportare i seguenti carichi:

- carico permanente, uniformemente distribuito di 600 daN/m<sup>2</sup>;
- carico mobile lato scomparti MT di 3000 daN, distribuito su quattro appoggi situati ai vertici di un quadrato di 1 m di lato (§ 5.1.8). È consentita la realizzazione di strutture intermedie tra il pavimento ed il basamento. Tali strutture devono essere realizzate in modo da non impedire il passaggio dei cavi e, se in acciaio, devono essere zincate a caldo (Norme CEI 7-6).

Sul pavimento devono essere previste le aperture come da §16 (pag.37) e precisamente:

- apertura di dimensioni 650 mm x 2800 mm per quadri MT; devono essere forniti n.6 elementi di copertura in VTR;

- apertura di dimensioni 300 mm x 150 mm per il trasformatore MT/BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi MT;
- apertura di dimensioni 1000 mm x 600 mm completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzera di 750 daN;
- apertura di dimensioni 500 mm x 250 mm per i quadri BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 500 mm x 500 mm (con predisposizione fissaggio rack), per il rack (specifica tecnica DY 3005) per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT.

Sul bordo dell'apertura per l'accesso alla vasca di fondazione deve essere inserito un punto accessibile sull'armatura della soletta del pavimento, per la verifica della continuità elettrica con la rete di terra. In prossimità del foro per il rack devono essere installate n.4 boccole filettate annegate nel cls facenti filo con il pavimento come da §16 (pag.41), utili al fissaggio del quadro rack di cui sopra.

### Copertura

La copertura deve essere opportunamente ancorata alla struttura e garantire un coefficiente medio di trasmissione del calore minore di  $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C m}^2$ . La copertura sarà a due falde - lati corti - ed avrà un pendenza del 2% su ciascuna falda e dovrà essere dotata per la raccolta e l'allontanamento dell'acqua piovana, sui lati lunghi, di due canalette in VTR di spessore di 3 mm. La copertura deve essere inoltre protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero, flessibilità a freddo  $-10^\circ \text{ C}$ , armata in filo di poliestere e rivestita superiormente con ardesia, spessore 4 mm (esclusa ardesia), che sormonta la canaletta. La copertura stessa, fermo restando le altre caratteristiche geometriche e meccaniche, potrà essere fornita a due falde con pendenza come richiesto dalle Autorità competenti - Comuni, Sovrintendenze Beni Culturali ed ambientali etc. - prevedendo un rivestimento in cotto o laterizio (coppi o tegole) oppure in pietra naturale o ardesia. Il costruttore dovrà redigere un progetto ad hoc, timbrato e firmato da un progettista iscritto all'albo, sottoporlo all'approvazione dell'e-distribuzione territoriale e presentarlo all'Amministrazione Regionale competente per territorio.

### Sistema di ventilazione

Sulla copertura dovranno essere installati due aspiratori eolici in acciaio inox, del tipo con cuscinetto a bagno d'olio, posizionati come indicato nella fig.1. L'acciaio inox deve essere del tipo AISI 304 (acciaio al Cr-Ni austenitico) come da UNI EN 10088-1:2005. Gli aspiratori devono avere un diametro minimo di 250 mm e devono essere dotati di rete anti-insetto di protezione removibile con maglia 10 mm x 10 mm e di un sistema di bloccaggio antifurto; ad installazione avvenuta, devono garantire una adeguata protezione contro l'introduzione di corpi estranei e la penetrazione di acqua. Oltre agli aspiratori eolici, la ventilazione all'interno del box è integrata da due finestre di aerazione in resina o in acciaio (DS 927 - DS 926). Gli aspiratori eolici e le finestre di aerazione devono essere isolate elettricamente dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dall'armatura incorporata nel calcestruzzo, conformemente a quanto previsto dalla DK 4461. La prova d'isolamento va effettuata durante la verifica di isolamento degli elementi metallici accessibili dall'esterno (§ 5.1.6/5.2.5).

### Basamento

Preliminarmente alla posa in opera del box, sul sito prescelto deve essere interrato il basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili, con profondità minima di 500 mm ed estesa su tutta l'area del locale. Tra il box ed il basamento deve essere previsto collegamento meccanico (come da punto 7.2.1 del DM 14/01/2008) prevedendo un sistema di accoppiamento tale da impedire eventuali spostamenti orizzontali del box stesso ed un sistema di sigillatura al contatto box-vasca, tale da garantire una perfetta tenuta all'acqua. La soluzione adottata sarà messa al vaglio in sede di TCA (technical conformity assessment – valutazione tecnica di conformità). Il basamento deve essere dotato di 10 fori di diametro pari a 200 mm per il passaggio dei cavi MT, 8 fori di diametro pari a 200 mm per il passaggio di cavi BT e 4 fori di diametro pari a 200 mm per il passaggio dei cavi per il Rack (DY 3005). I suddetti fori saranno posizionati ad una distanza dal fondo della vasca tale da consentire il contenimento dell'eventuale olio fuoriuscito dal trasformatore, fissato in un volume corrispondente a 600 litri. I fori dovranno essere predisposti di flange a frattura prestabilita verso l'esterno e predisposti per l'installazione dei passacavi (foro cilindrico e superficie interna levigata) conformi alla specifica DS920. Tali flange dovranno garantire i requisiti di tenuta stagna e rispondere alle dimensioni descritte §16 (pag.46).

## **5.6 Cabina Control room**

In prossimità della cabina utente CC1 è prevista l'installazione di un container o cabina adibita ai servizi di monitoraggio e controllo dell'intero campo fotovoltaico, denominata Control room, le cui dimensioni sono pari a circa: 6,2x3,0x2,7 m. All'interno della control room, sono presenti i seguenti dispositivi principali:

- Un armadio Rack contenente tutte le apparecchiature necessarie al corretto monitoraggio della produzione dell'impianto fotovoltaico e il rilevamento di eventuali anomalie;
- Un armadio Rack contenente tutte le apparecchiature necessarie al corretto funzionamento dell'impianto di videosorveglianza;
- Un sistema di condizionamento per mantenere costante la temperatura interna e garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature elettriche;
- Servizi igienici ed eventuali moduli da ufficio.

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema controllo locale e sia un controllo remoto. Il primo, effettua dei monitoraggi tramite PC centrale, mediante un apposito software in grado di monitorare e controllare tutti gli inverter dell'impianto; il secondo controllo, gestisce a distanza l'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data- Logger montata negli inverter. Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate del sistema sono:

- potenza dell'inverter;
- tensione di campo dell'inverter;
- corrente di campo dell'inverter;
- irraggiamento solare;
- temperatura ambiente;

- velocità del vento;
- letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La cabina control room è riportata in dettaglio nella tavola allegata FRV-VTR-IE.07

### 5.7 Strutture di supporto dei moduli FV

Le strutture di supporto che saranno utilizzate per il posizionamento dei moduli fotovoltaici saranno di tipo fisso, la cui scelta è stata valutata tenendo conto in particolar modo delle caratteristiche orografiche del terreno. Le strutture che si utilizzeranno saranno esclusivamente fondazioni a palo (monopalo/ bipalo) o a vite di ancoraggio, direttamente infisse nel terreno, al fine di minimizzarne le interferenze. In entrambe le opzioni, la struttura di sostegno porterà tre file di moduli fotovoltaici posizionati con il lato maggiore in orizzontale, per un totale di 30 moduli in serie per il collegamento di una singola stringa, con un angolo di 30° ed un'altezza massima da terra di circa 2,9 m. Si precisa che nella fase esecutiva, e secondo le offerte del mercato, si potrà adottare un sistema di sostegno ed ancoraggio simile a quello previsto e che permetta di mantenere le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Ogni gruppo di moduli fotovoltaici risulterà sorretto da profili trasversali ancorati ad una struttura fissata su profili in acciaio zincato a caldo infissi direttamente nel terreno. Infatti hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in cls, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva.

Le strutture metalliche saranno in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Di seguito le caratteristiche tecniche delle strutture metalliche fisse da utilizzare nel seguente progetto:





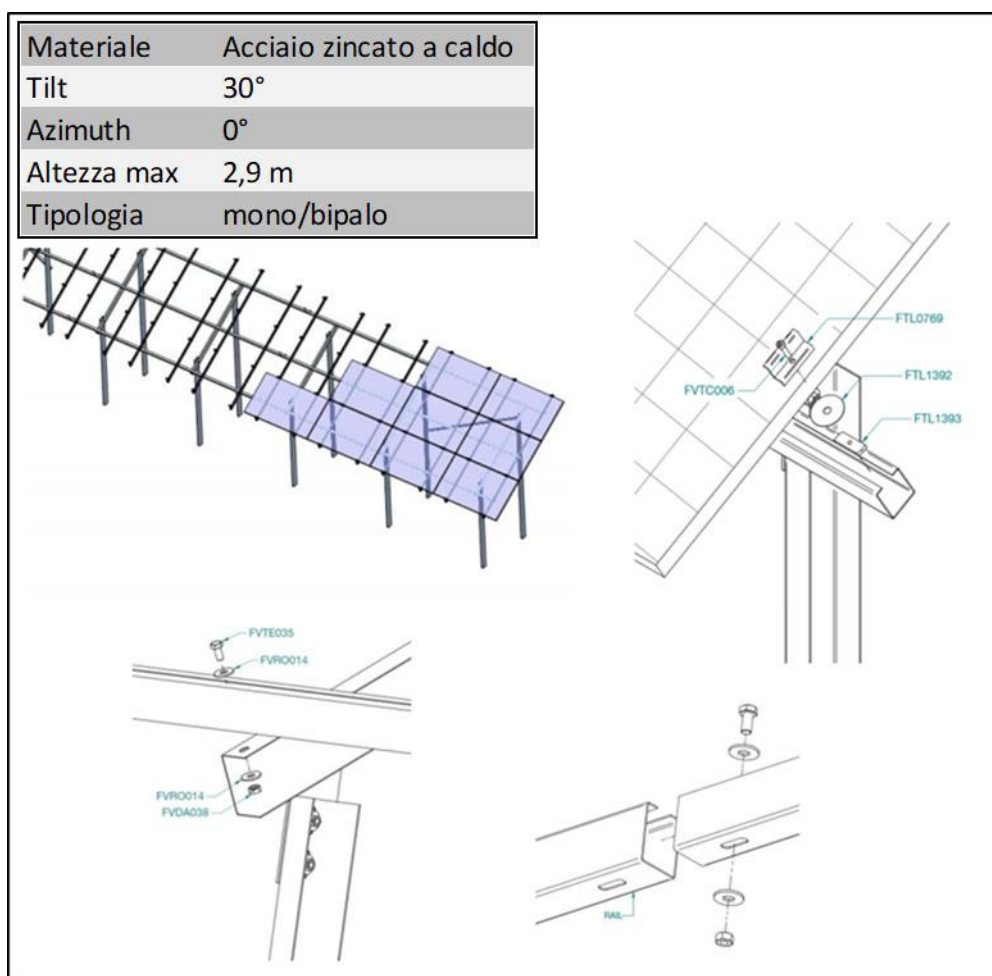


Figura 8 – Caratteristiche tecniche dei sostegni fissi a terra per i moduli FV

In fase esecutiva per gli standard di carico si farà riferimento alle norme EN 1990, EN 1991, EN 1993, Parte 1-1 (05/2005), Parte 1-3 (10/2006), Parte 1-8 (05/2005), EN 10204 (CE), UNI EN ISO1461 e altre norme nazionali corrispondenti, mentre per le dimensioni del telaio si rispetteranno i range di altezze specificati nella Tavola FRV-VTB-IE.03. Al termine della sua vita utile l'impianto sarà dismesso e le strutture saranno rimosse consentendo di riutilizzare il terreno a scopi agricoli.

## 6 POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

### 6.1 Criterio progettuale

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud (per moduli posizionati su strutture fisse al suolo) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia

dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato.

Nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico bisogna tenere conto oltre che dai valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc...) anche dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, del rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e dell'ombreggiamento.

Si riportano di seguito i risultati di produzione dell'energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico ed il numero di ore equivalenti di funzionamento, per i vari sottocampi, ottenuti dalle simulazioni con il software PVSYST. Per maggiori dettagli dei risultati delle simulazioni si rimanda alla relazione specifica allegata FRV-VTR-RP.

## 6.2 Irraggiamento solare

Come già specificato, ai fini del calcolo della produzione di energia elettrica attesa sarà essenziale definire le condizioni di irraggiamento del sito di installazione. Secondo quanto previsto dalla normativa si calcolerà dunque l'entità della radiazione annua nella nell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si riportano di seguito i valori medi mensili dell'irraggiamento solare nell'area d'installazione dell'impianto fotovoltaico presso il Comune di Paliano (FR) nei diversi mesi del anno.

Bilanci e risultati principali								
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>Gennaio</b>	56.3	22.16	6.41	96.8	87.8	2491	2371	0.857
<b>Febbraio</b>	75.4	33.70	7.41	109.3	102.5	2940	2805	0.898
<b>Marzo</b>	119.9	51.83	10.84	150.2	140.9	4024	3838	0.894
<b>Aprile</b>	144.2	63.80	14.01	158.2	147.8	4201	4005	0.886
<b>Maggio</b>	195.4	73.67	19.69	196.2	183.7	5125	4885	0.871
<b>Giugno</b>	207.3	71.13	23.64	198.4	185.8	5111	4870	0.859
<b>Luglio</b>	221.0	66.53	26.90	217.9	204.6	5520	5255	0.844
<b>Agosto</b>	190.3	64.37	26.35	204.5	191.9	5160	4913	0.841
<b>Settembre</b>	135.4	52.39	20.65	163.4	153.5	4214	4014	0.859
<b>Ottobre</b>	95.2	41.31	16.92	132.9	124.5	3463	3301	0.869
<b>Novembre</b>	60.1	28.94	11.30	93.7	86.5	2443	2327	0.869
<b>Dicembre</b>	45.7	25.04	7.21	75.6	67.1	1934	1841	0.852
<b>Anno</b>	<b>1546.1</b>	<b>594.87</b>	<b>16.00</b>	<b>1797.0</b>	<b>1676.6</b>	<b>46626</b>	<b>44426</b>	<b>0.865</b>

Legenda:	GlobHor	Irraggiamento orizz. globale	GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
	DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	EArray	Energia effettiva in uscita campo
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia iniettata nella rete
	GlobInc	Globale incidente piano coll.	PR	Indice di rendimento

Figura 9 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell'impianto FV (PVSYST).

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 9, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa **1.546,1 kWh/m<sup>2</sup> anno**.

### 6.3 Energia prodotta dall'impianto FV

La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico, risultato della simulazione attraverso il software PVsyst, risulta essere pari a circa 44,43 [GWh/a] mentre le ore di funzionamento equivalenti sono circa 1.554 [kWh/kWp/anno].

Per valutare il più possibile in modo realistico la produzione attesa, nel rispetto del funzionamento effettivo dell'impianto, è necessario considerare:

- un fermo per manutenzione, stimato in tre giorni all'anno: pertanto l'energia fornita dal sistema risulterà essere pari a circa 44.060,0 MWh/a, come riportato di seguito:

$$E_{sist} = E_{prod} - (3 \times E_{prod}/365) = 44.060,0 [MWh/a]$$

Le ore di funzionamento equivalenti annue dell'impianto fotovoltaico in progetto sono dunque pari a circa 1.541 come di seguito indicato:

$$h_{equiv} = E_{sist}/P_{imp} = 44.060,0 [MWh/a] / 28,584 [MW] = 1.541 [kWh/kWp/anno].$$

## 7 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

Il dimensionamento del sistema fotovoltaico sarà realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e la tipologia d'inverter adottato. Per un corretto funzionamento del sistema occorre accertare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento, risultino verificate le seguenti disuguaglianze:

$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$

nelle quali:

- $V_{oc\_stringa}(T_{min})$ : rappresenta il valore della tensione a vuoto alla minima temperatura della stringa; è la massima tensione teorica raggiungibile dalla stringa o dal sottocampo dal momento che nel sottocampo è il numero di pannelli della stringa che fissa la tensione ai suoi capi; di seguito è esposta la formula per ricavarne il valore;
- $V_{mp\_stringa}(T_{min})$ : rappresenta il valore di tensione di MPPT alla minima temperatura della stringa;
- $V_{mp\_stringa}(T_{max})$ : rappresenta il valore della tensione di MPPT alla massima temperatura della stringa;

- $I_{sc\_sottocampo}(T_{max})$ : rappresenta il valore di corrente di corto circuito alla massima temperatura del sottocampo;
- $I_{max\_mppt\_inverter}$ : è il valore di Corrente di entrata massima dell'inverter o dello specifico MPPT;
- $V_{mppt\_min\_inverter}$ : è il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt\_MAX\_inverter}$ : è il Valore di tensione di ingresso massimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt\_min\_inverter}$ : rappresenta il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{max\_modulo}$ : Tensione massima assoluta dei pannelli;
- $V_{max\_inverter}$ : Tensione massima assoluta dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-0.137 \text{ V}/^\circ\text{C}$  e i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^\circ\text{C}$  e  $+70^\circ\text{C}$ , i valori delle tensioni e delle correnti assumono valori differenti rispetto a quelli misurati alla condizione STC ( $25^\circ\text{C}$ ). Partendo dalla ipotesi che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze risultano verificate e riportate nella tabella seguente, per i tre sottocampi:

- Inverter SUN2000-215KTL da 215 kVA con stringa da 30 moduli in serie del tipo Vertex da 600 Wp

<i>Condizioni da verificare</i>	<i>Verifica</i>
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$	1341,8 V < 1500 V
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$	1341,8 V < 1500 V
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$	225,0 A < 300 A
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$	921,2 V > 500 V
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$	1128,8 V < 1500 V

*Tabella 1 – Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe*

Come si può evincere, in tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate, pertanto si può concludere che ci sia compatibilità tra le stringhe di moduli e gli inverter scelti.

## **8 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE**

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di cavi elettrici. Tale sostituzione avverrà con componenti di pari prestazioni.

### 8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata

I cavi utilizzati dovranno rispettare le seguenti caratteristiche riportate di seguito:

- tensione massima compatibile con quella del sistema elettrico;
- il dimensionamento dei cavi elettrici sarà dettato dall'esigenza di limitare la caduta di tensione e, quindi, le perdite di potenza sul lato corrente continua ed alternata, ai sensi della guida CEI 82-25;
- saranno adatti per posa esterna e direttamente interrata (resistenza all'acqua, al gelo, al calore e agli agenti chimici, resistività agli urti);

A seconda che i cavi siano esposti o meno alla luce solare, verranno realizzati i seguenti collegamenti:

- in serie tra i moduli fotovoltaici a formare stringhe e tra le stringhe ed il proprio inverter, saranno impiegati cavi solari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), in grado di assicurare la funzionalità nel tempo anche in presenza di tratti irraggiati direttamente dalla luce solare. Tali cavi saranno posati principalmente lungo canaline metalliche forate sottostanti le strutture metalliche dei moduli;
- tra la singola stringa e l'inverter, mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli. Il percorso avverrà principalmente su canaline metalliche e una parte interrato fino all'inverter;
- fra gli inverter ed i trasformatori BT/MT, nei quali si impiegheranno cavi di tipo tradizionale direttamente interrati, ad esempio del tipo FG16R16 0,6/1 kV (o similari) in quanto sono solitamente non soggetti all'irraggiamento diretto da luce solare e possono essere direttamente interrati.

I percorsi dei cavi saranno progettati in maniera tale da ottimizzare la lunghezza delle connessioni, minimizzare le perdite di potenza e dunque ridurre la spesa economica. Il dimensionamento dei cavi sarà eseguito affinché essi siano percorsi da una corrente tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti, sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Inoltre, la sezione scelta del conduttore deve essere tale da garantire che in ogni punto del sistema non venga superata la massima caduta di tensione consentita ed assicurare così una perdita di potenza contenuta. Considerando che la portata del generico cavo  $I_z$  (intesa come la massima intensità di corrente elettrica che può attraversare un cavo permanentemente ed in modo stabile in determinate condizioni di posa e di esercizio, senza che la temperatura superi quella sopportabile dall'isolante) deve essere maggiore o uguale alla corrente di impiego del circuito elettrico, ed assumendo una corrente di impiego del modulo (stringa) pari a circa 17,3 [A], deve verificarsi la seguente condizione:

$$I_z \geq I_{mpp}$$

dove

- $I_z$  è la portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto).
- $I_{mpp}$  è la corrente alla massima potenza del modulo.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi che collegano i moduli tra di loro a formare una stringa e tra quest'ultima ed il proprio inverter, sono stati scelti con una portata maggiore rispetto alla

massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe. La posa dei cavi interrati avrà una profondità minima pari a 0,6 m rispetto alla superficie del terreno.

### 8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c.

L'interconnessione in serie tra i moduli verrà realizzata con cavi solari unipolari in gomma, del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati dietro le strutture dei moduli in canaline ed aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Come meglio specificato nel paragrafo 7 precedente, con i moduli scelti da 600 W, si possono formare stringhe da 30 moduli connessi in serie tra loro. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superasse determinati valori di sicurezza per i cavi.

Nella tabella sottostante è riportato il dimensionamento dei cavi considerando una lunghezza massima dei collegamenti dei moduli a formare una stringa di circa 60 m (in c.c.) per ogni sottocampo dell'impianto FV. Si possono inoltre evincere sia il valore della caduta di tensione percentuale relativa al tratto di linea di collegamento dei moduli (cdt%), sia la perdita di potenza totale corrispondente a tutte le 1.588 stringhe dell'impianto FV ed indicata con  $\Delta P$  totale:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	60	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	17,34	[A]
Tensione	1038	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Posa cavo	canalina forata	
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,5	[A]
cdt %	0,84	%
$\Delta P$ stringa	151,5	[W]
$\Delta P$ totale	240,6	[kW]
$\Delta P\%$ totale	0,84	%

Tabella 2 – Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli.

Il coefficiente di riduzione della portata è stato calcolato tenendo conto della temperatura ambientale, del tipo di posa e del numero di cavi nello stesso percorso.

### 8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su quattro aree distinte, già evidenziate in dettaglio nel paragrafo 3. Di seguito una tabella riassuntiva che descrive le tre aree dal punto di vista elettrico e dei sottocampi:

		N. Inverter	N. Stringhe per Inverter	N. stringhe	N. moduli	Potenza Sottocampo [kW]	Potenza Tot. [kW]	Cabine di trasformazione	Cabine di consegna
Area 1	sottocampo 1	9	11 str. per 8 inv 12 str. per 1 inv	100	3000	1800	7200,0	CT1-A	CC1
	sottocampo 2	9	11 str. per 8 inv 12 str. per 1 inv	100	3000	1800			
	sottocampo 3	9	11 str. per 8 inv 12 str. per 1 inv	100	3000	1800		CT1-B	
	sottocampo 4	9	11 str. per 8 inv 12 str. per 1 inv	100	3000	1800			
Area 2	sottocampo 1	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782	7128,0	CT2-A	CC2
	sottocampo 2	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782			
	sottocampo 3	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782		CT2-B	
	sottocampo 4	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782			
Area 3	sottocampo 1	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782	7110,0	CT3-A	CC3
	sottocampo 2	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782			
	sottocampo 3	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782		CT3-B	
	sottocampo 4	9	11 str. per 8 inv 10 str. per 1 inv	98	2940	1764			
Area 4	sottocampo 1	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782	7146,0	CT4-A	CC3
	sottocampo 2	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782			
	sottocampo 3	9	11 str. per 9 inv	99	2970	1782		CT4-B	
	sottocampo 4	9	11 str. per 8 inv 12 str. per 1 inv	100	3000	1800			
		<b>TOTALE</b>		<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>		<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>
		<b>144</b>		<b>1588</b>	<b>47640</b>		<b>28584,0</b>	<b>8</b>	<b>4</b>

Tabella 3 – Caratteristiche dei sottocampi dell'impianto FV

Il collegamento elettrico tra la singola stringa e l'inverter avverrà mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli in canaline per la maggior parte del percorso e interrati per tratti minori fino all'inverter, aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Ricordiamo che ciascuna stringa è composta dal collegamento in serie di 30 moduli della potenza di 600 Wp ciascuno e gli inverter dell'impianto avranno in ingresso un numero di stringhe pari a 10, 11 o 12, per un totale di 1.588 stringhe.

Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% minime e massime per ciascun sottocampo dell'impianto FV, relative rispettivamente alla minima ed alla massima lunghezza di connessione tra la stringa ed il relativo inverter.

Impianti: 1,2,3 e 4- lunghezza minima:

Aree 1,2,3,4 - Per ogni sottocampo		
Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	2	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	17,34	[A]
Tensione	1038	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,63	
Portata reale	44,1	[A]
cdt %	0,028	%
ΔP stringa	5,05	[W]

Impianti: 1,2,3 e 4- lunghezza massima:

Aree 1,2,3,4 - Per ogni sottocampo		
Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	170	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	17,34	[A]
Tensione	1038	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,63	
Portata reale	44,1	[A]
cdt %	2,4	%
ΔP stringa	429,4	[W]



Nelle tabelle sottostanti sono riportati i calcoli delle perdite di potenza nei collegamenti elettrici tra le stringhe ed i relativi inverter, per cavi aventi una sezione nominale di 6 [mmq], per ciascuno dei 4 impianti costituenti il lotto:

IMPIANTO 1	Area 1 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 1									Sottocampo 2								
	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7	INV8	INV9	INV10	INV11	INV12	INV13	INV14	INV15	INV16	INV17	INV18
Lunghezza stringhe	240	1060	600	600	630	600	600	950	700	1040	700	700	700	1300	770	950	1330	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	0,61	2,68	1,52	1,52	1,59	1,52	1,52	1,52	2,40	1,77	2,63	1,77	1,77	1,77	3,28	1,94	2,40	
ΔP totale sottocampo [kW]	35,54																	

IMPIANTO 1	Area 1 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 3									Sottocampo 4								
	INV19	INV20	INV21	INV22	INV23	INV24	INV25	INV26	INV27	INV28	INV29	INV30	INV31	INV32	INV33	INV34	INV35	INV36
Lunghezza stringhe	400	400	500	500	600	610	630	900	500	950	960	500	1000	1100	1100	1100	1150	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	1,01	1,01	1,26	1,26	1,52	1,54	1,59	2,27	1,26	2,42	1,26	2,53	1,26	2,53	2,78	2,78	2,78	
ΔP totale sottocampo [kW]	33,84																	

IMPIANTO 2	Area 2 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 1									Sottocampo 2								
	INV37	INV38	INV39	INV40	INV41	INV42	INV43	INV44	INV45	INV46	INV47	INV48	INV49	INV50	INV51	INV52	INV53	INV54
Lunghezza stringhe	1090	800	780	800	1050	1090	800	780	800	960	680	760	500	570	450	430	430	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	2,75	2,02	1,97	2,02	2,65	2,75	2,02	1,97	2,02	2,42	1,72	1,92	1,26	1,26	1,44	1,09	1,09	
ΔP totale sottocampo [kW]	33,47																	

IMPIANTO 2	Area 2 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 3									Sottocampo 4								
	INV55	INV56	INV57	INV58	INV59	INV60	INV61	INV62	INV63	INV64	INV65	INV66	INV67	INV68	INV69	INV70	INV71	INV72
Lunghezza stringhe	540	520	550	550	530	300	340	460	390	380	600	600	600	600	350	350	450	450
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coef. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	1,36	1,31	1,39	1,39	1,34	0,76	0,86	1,16	0,99	0,96	1,52	1,52	1,52	1,52	0,88	0,88	1,14	1,14
ΔP totale sottocampo [kW]	21,6																	

IMPIANTO 3	Area 3 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 1									Sottocampo 2								
	INV73	INV74	INV75	INV76	INV77	INV78	INV79	INV80	INV81	INV82	INV83	INV84	INV85	INV86	INV87	INV88	INV89	INV90
Lunghezza stringhe	490	420	440	430	440	430	440	430	440	440	450	450	450	480	400	380	440	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coef. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	1,24	1,06	1,11	1,09	1,09	1,11	1,09	1,09	1,11	1,11	1,26	1,14	1,14	1,24	1,21	1,01	0,96	
ΔP totale sottocampo [kW]	20,15																	

IMPIANTO 3	Area 3 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 3									Sottocampo 4								
	INV91	INV92	INV93	INV94	INV95	INV96	INV97	INV98	INV99	INV100	INV101	INV102	INV103	INV104	INV105	INV106	INV107	INV108
Lunghezza stringhe	400	400	400	400	400	480	420	420	360	360	360	350	350	390	430	400	400	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coef. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,21	1,06	1,06	0,91	0,91	0,91	0,88	0,88	0,99	1,09	1,01	
ΔP totale sottocampo [kW]	17,98																	

IMPIANTO 4	Area 4 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 1									Sottocampo 2								
	INV109	INV110	INV111	INV112	INV113	INV114	INV115	INV116	INV117	INV118	INV119	INV120	INV121	INV122	INV123	INV124	INV125	INV126
Lunghezza stringhe	390	430	350	400	400	420	420	420	420	420	400	400	380	380	380	380	360	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coef. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	0,99	1,09	0,88	1,01	1,01	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,01	1,01	0,96	0,96	0,96	0,91	
ΔP totale sottocampo [kW]	18,11																	

IMPIANTO 4	Area 4 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]																	
	Sottocampo 3									Sottocampo 4								
	INV127	INV128	INV129	INV130	INV131	INV132	INV133	INV134	INV135	INV136	INV137	INV138	INV139	INV140	INV141	INV142	INV143	INV144
Lunghezza stringhe	430	400	400	430	420	420	400	450	450	500	450	440	420	400	400	430	470	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	
Tensione [V]	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	1038	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coef. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	1,09	1,01	1,01	1,09	1,06	1,06	1,01	1,14	1,14	1,26	1,14	1,11	1,06	1,01	1,01	1,09	1,09	
ΔP totale sottocampo [kW]	19,55																	

Tabella 4 – Collegamenti elettrici tra le stringhe e gli inverter di ogni impianto

### 8.1.3 Collegamento tra inverter e trasformatore bt/MT in a.c.

Il campo fotovoltaico è composto da n.144 inverter multistringa opportunamente posizionati all'interno delle aree in maniera tale da ottimizzare le lunghezze dei collegamenti e quindi le perdite di potenza nei cavi elettrici e da n.8 cabine di trasformazione BT/MT. Di seguito si riporta il dimensionamento dei cavi elettrici di collegamento tra inverter e cabine di trasformazione di ogni sottocampo. Le sezioni commerciali dei cavi scelti per i collegamenti di ciascun impianto sono pari a 150+1G95 mmq e 240+1G120 mmq, del tipo FG16R16 0,6/1 kV, in posa direttamente interrata (o eventualmente in tubi) ad una profondità minima compresa tra 60÷90 cm, dipendente dal numero di cavi posati sullo stesso strato di scavo (massimo 12 terne). Si rimanda per maggior dettaglio alla tavola allegata FRV-VTR-IE-08.

Nelle tabelle riepilogative seguenti, la profondità media d'interramento dei cavi è di circa 80 cm, il valore di temperatura pari a 25 °C, la distanza tra le terne dei cavi di 7 cm ed il valore della resistenza termica del terreno pari a 1 °Cm/W:

IMPIANTO 1	Connessione in ac tra inverter e quadro BT - [m]													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	1	180	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	13,0	1,3	3,4
	2	30	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	2,2	0,2	0,6
	3	15	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	1,1	0,1	0,3
	4	10	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	0,7	0,1	0,2
	5	40	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	2,9	0,3	0,8
	6	30	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	2,2	0,2	0,6
	7	70	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	5,1	0,5	1,3
	8	80	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	5,8	0,6	1,5
	9	95	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	6,9	0,7	1,8
Sottocampo 2	10	110	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	8,0	0,8	2,1
	11	125	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	9,1	0,9	2,3
	12	135	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	9,8	0,9	2,5
	13	150	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	10,9	1,0	2,8
	14	160	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	11,6	1,1	3,0
	15	170	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	12,3	1,2	3,2
	16	180	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,0	1,3	3,4
	17	190	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,8	1,3	3,6
	18	205	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	14,9	1,4	3,8
Sottocampo 3	19	42	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	3,0	0,3	0,8
	20	75	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	5,4	0,5	1,4
	21	105	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	7,6	0,7	2,0
	22	125	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	9,1	0,9	2,3
	23	145	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	10,5	1,0	2,7
	24	155	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	11,2	1,1	2,9
	25	165	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	12,0	1,2	3,1
	26	180	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,0	1,3	3,4
	27	190	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,8	1,3	3,6
Sottocampo4	28	200	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	14,5	1,4	3,8
	29	225	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	16,3	1,6	4,2
	30	235	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	17,0	1,6	4,4
	31	230	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	16,7	1,6	4,3
	32	250	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	18,1	1,7	4,7
	33	260	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	12,5	1,2	3,0
	34	270	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	12,9	1,2	3,1
	35	280	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	13,4	1,3	3,2
	36	290	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	13,9	1,3	3,4

IMPIANTO 2	Connessione in ac tra inverter e quadro BT - [m]													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	37	30	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	2,2	0,2	0,6
	38	27	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	2,0	0,2	0,5
	39	20	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	1,4	0,1	0,4
	40	15	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	1,1	0,1	0,3
	41	10	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	0,7	0,1	0,2
	42	25	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	1,8	0,2	0,5
	43	40	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	2,9	0,3	0,8
	44	50	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	3,6	0,3	0,9
45	60	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	4,3	0,4	1,1	
Sottocampo 2	46	45	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	3,3	0,3	0,8
	47	70	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	5,1	0,5	1,3
	48	80	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	5,8	0,6	1,5
	49	100	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	7,2	0,7	1,9
	50	120	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	8,7	0,8	2,3
	51	140	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	10,1	1,0	2,6
	52	160	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	11,6	1,1	3,0
	53	180	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,0	1,3	3,4
54	205	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	14,9	1,4	3,8	
Sottocampo 3	55	240	10	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	17,4	1,7	4,5
	56	255	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	12,2	1,2	2,9
	57	260	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	12,5	1,2	3,0
	58	285	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	13,7	1,3	3,3
	59	300	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	14,4	1,4	3,5
	60	320	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	15,3	1,5	3,7
	61	360	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	17,3	1,7	4,2
	62	415	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	19,9	1,9	4,8
63	355	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	17,0	1,6	4,1	
Sottocampo 4	64	380	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	18,2	1,8	4,4
	65	390	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	18,7	1,8	4,5
	66	415	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	19,9	1,9	4,8
	67	430	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	20,6	2,0	5,0
	68	470	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	22,5	2,2	5,4
	69	495	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	23,7	2,3	5,7
	70	520	8	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,541	297	24,9	2,4	6,0
	71	410	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	19,7	1,9	4,7
	72	470	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	22,5	2,2	5,4

IMPIANTO 3	Connessione in ac tra inverter e quadro BT - [m]													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	73	52	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	3,8	0,4	1,0
	74	67	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	4,9	0,5	1,3
	75	91	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	6,6	0,6	1,7
	76	106	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	7,7	0,7	2,0
	77	131	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	9,5	0,9	2,5
	78	160	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	11,6	1,1	3,0
	79	182	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,2	1,3	3,4
	80	197	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	14,3	1,4	3,7
	81	220	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	15,9	1,5	4,1
Sottocampo 2	82	235	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	17,0	1,6	4,4
	83	260	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	12,5	1,2	3,0
	84	273	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	13,1	1,3	3,2
	85	280	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	13,4	1,3	3,2
	86	295	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	14,1	1,4	3,4
	87	320	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	15,3	1,5	3,7
	88	340	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	16,3	1,6	3,9
	89	356	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	17,1	1,6	4,1
	90	376	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	18,0	1,7	4,3
Sottocampo 3	91	330	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	15,8	1,5	3,8
	92	290	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	13,9	1,3	3,4
	93	250	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	18,1	1,7	4,7
	94	200	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	14,5	1,4	3,8
	95	160	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	11,6	1,1	3,0
	96	130	6	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,583	245	9,4	0,9	2,4
	97	10	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	0,7	0,1	0,2
	98	40	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	2,9	0,3	0,8
	99	55	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	4,0	0,4	1,0
Sottocampo 4	100	70	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	5,1	0,5	1,3
	101	100	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	7,2	0,7	1,9
	102	135	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	9,8	0,9	2,5
	103	150	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	10,9	1,0	2,8
	104	180	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,0	1,3	3,4
	105	220	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	15,9	1,5	4,1
	106	315	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	15,1	1,5	3,6
	107	345	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	16,5	1,6	4,0
	108	370	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	17,7	1,7	4,3

IMPIANTO 4	Connessione in ac tra inverter e quadro BT - [m]													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	109	50	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	3,6	0,3	0,9
	110	120	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	8,7	0,8	2,3
	111	150	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	10,9	1,0	2,8
	112	180	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	13,0	1,3	3,4
	113	195	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	14,1	1,4	3,7
	114	210	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	15,2	1,5	3,9
	115	225	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	16,3	1,6	4,2
	116	240	12	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	17,4	1,7	4,5
Sottocampo 2	117	255	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	12,2	1,2	2,9
	118	270	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	12,9	1,2	3,1
	119	295	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	14,1	1,4	3,4
	120	310	12	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	14,9	1,4	3,6
	121	330	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	15,8	1,5	3,8
	122	345	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	16,5	1,6	4,0
	123	370	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	17,7	1,7	4,3
	124	390	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	18,7	1,8	4,5
Sottocampo 3	125	414	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	19,8	1,9	4,8
	126	437	6	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,583	321	21,0	2,0	5,1
	127	430	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	20,6	2,0	5,0
	128	400	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	19,2	1,8	4,6
	129	375	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	18,0	1,7	4,3
	130	345	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	16,5	1,6	4,0
	131	320	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	15,3	1,5	3,7
	132	305	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	14,6	1,4	3,5
Sottocampo 4	133	280	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	13,4	1,3	3,2
	134	265	10	1038	155,2	240	0,16	0,08	550	0,53	292	12,7	1,2	3,1
	135	245	10	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	17,8	1,7	4,6
	136	230	10	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,53	223	16,7	1,6	4,3
	137	40	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	2,9	0,3	0,8
	138	80	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	5,8	0,6	1,5
	139	115	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	8,3	0,8	2,2
	140	150	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	10,9	1,0	2,8
141	165	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	12,0	1,2	3,1	
142	190	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	13,8	1,3	3,6	
143	205	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	14,9	1,4	3,8	
144	230	8	1038	155,2	150	0,26	0,083	420	0,541	227	16,7	1,6	4,3	

Tabella 5 – Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico

## 9 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

La scelta della sezione del conduttore dei cavi MT dipende dalla corrente d'impiego e dalla portata effettiva del cavo in relazione al suo regime di funzionamento (regime permanente, ciclico o transitorio) ed alle sue condizioni di installazione (temperatura ambientale, modalità di posa, numero di cavi e loro raggruppamento, etc) (CEI 11-17).

I collegamenti di MT saranno realizzati in conformità allo schema elettrico unifilare mediante cavi con tensione d'isolamento 12/24 KV con conduttore in alluminio ad isolamento solido.

### 9.1 Caratteristiche dei cavi in MT

Il cavo utilizzato in MT per la connessione tra:

- le cabine di trasformazione;
- la cabina di trasformazione con la cabina di consegna del proprio impianto;

sarà del tipo ARP1H5(AR)EX(o similari) unipolare, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", cordati ad elica visibile, conformi alla specifica TERNA DC4385 e disposto a trifoglio negli scavi.

Si riportano di seguito le caratteristiche del cavo in MT:

<b>MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION</b>	
<b>ARP1H5(AR)EX</b> <i>P-Laser</i> <b>AIR BAG™</b> CABLE SYSTEM	
Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV <i>Triplex 12/20 kV and 18/30 kV</i> 	
<b>Norma di riferimento</b> <b>HD 620/IEC 60502-2</b>	<b>Standard</b> <b>HD 620/IEC 60502-2</b>
<b>Descrizione del cavo</b> <b>Anima</b> Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio <b>Semiconduttivo interno</b> Mescola estrusa <b>Isolante</b> Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE) <b>Semiconduttivo esterno</b> Mescola estrusa <b>Rivestimento protettivo</b> Nastro semiconduttore igroespandente <b>Schermatura</b> Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km) <b>Protezione meccanica</b> Materiale Polimerico (Air Bag) <b>Guaina</b> Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2) <b>Marcatura</b> <b>PRYSMIAN (**)</b> ARP1H5(AR)EX <tensione> <sezione> <fase 1/2/3> <anno>	<b>Cable design</b> <b>Core</b> <i>Compact stranded aluminium conductor</i> <b>Inner semi-conducting layer</b> <i>Extruded compound</i> <b>Insulation</b> <i>Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)</i> <b>Outer semi-conducting layer</b> <i>Extruded compound</i> <b>Protective layer</b> <i>Semiconductive watertight tape</i> <b>Screen</b> <i>Aluminium tape longitudinally applied</i> <i>(Rmax 3Ω/Km)</i> <b>Mechanical protection</b> <i>Polymeric material (Air Bag)</i> <b>Sheath</b> <i>Polyethylene: red colour (DMP 2 type)</i> <b>Marking</b> <b>PRYSMIAN (**)</b> ARP1H5(AR)EX <rated voltage> <cross-section> <phase 1/2/3> <year>
(**) sigla sito produttivo  Marcatura in rilievo ogni metro Marcatura metrica ad inchiostro	(**) production site label  Embossed marking each meter Ink-jet meter marking

Figura 10 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni interne alle aree d’impianto

Questo cavo possiede un sistema di protezione, situato al di sotto della guaina esterna, che garantisce una elevata protezione meccanica, assorbendo gli urti e riducendo il rischio di deformazioni o danneggiamenti degli strati sensibili sottostanti, come l’isolante o lo schermo metallico. Questo sistema fa sì che il cavo possa essere posato direttamente nel terreno senza l’utilizzo di una protezione meccanica esterna.

Il cavo MT invece utilizzato per la connessione elettrica in tra:

- le cabine di consegna "a lobo";
- le cabine di consegna con la cabina di sezionamento 1;
- le cabine di sezionamento 2 e 1;
- la cabina di sezionamento 1 e la CP.

sarà del tipo cordato ad elica visibile, per posa interrata, con conduttori in Al, isolamento estruso a spessore ridotto in XLPE, schermo in tubo di Al e guaina in PE, protetto da tubazione in PVC esterna. La sezione del cavo scelta per ogni connessione è pari a 185 mmq, come da indicazione di E-Distribuzione nel preventivo di connessione. Il cavidotto sarà realizzato come descritto nel paragrafo successivo e conformemente alle modalità indicate nelle allegate sezioni di posa. Ogni cabina di consegna verrà collegata elettricamente con la CP mediante l'utilizzo di una sola terna di cavi in MT.

Il progetto per la costruzione dell'elettrodotto è stato redatto e dovrà essere realizzato in conformità alle normative attualmente in vigore (norma CEI 103-6) con l'impiego di cavi ad elica visibile. Il cavo utilizzato in MT, sarà del tipo ARE4H5EX omologato ENEL (conforme alla specifica ENEL DC4385), con conduttore in alluminio.

Si riportano di seguito le specifiche tecniche del cavo in MT a 20 kV:

<b>ARE4H5EX COMPACT</b>	
<p><b>Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV</b> <i>Triplex 12/20 kV and 18/30 kV</i></p> 	
<p><b>Norma di riferimento</b> HD 620/IEC 60502-2</p>	<p><b>Standard</b> HD 620/IEC 60502-2</p>
<p><b>Descrizione del cavo</b></p> <p><b>Anima</b> Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio</p> <p><b>Semiconduttivo interno</b> Miscela estrusa</p> <p><b>Isolante</b> Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)</p> <p><b>Semiconduttivo esterno</b> Miscela estrusa</p> <p><b>Rivestimento protettivo</b> Nastro semiconduttore igroespandente</p> <p><b>Schermatura</b> Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)</p> <p><b>Guaina</b> Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)</p> <p><b>Marchatura</b> PRYSMIAN (**) ARE4H5EX &lt;tensione&gt; &lt;sezione&gt; &lt;fase 1/2/3&gt; &lt;anno&gt;</p> <p>(**) sigla sito produttivo</p> <p>Marchatura in rilievo ogni metro Marchatura metrica ad inchiostro</p>	<p><b>Cable design</b></p> <p><b>Core</b> Compact stranded aluminium conductor</p> <p><b>Inner semi-conducting layer</b> Extruded compound</p> <p><b>Insulation</b> Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)</p> <p><b>Outer semi-conducting layer</b> Extruded compound</p> <p><b>Protective layer</b> Semiconductive watertight tape</p> <p><b>Screen</b> Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)</p> <p><b>Sheath</b> Polyethylene: red colour (DMP 2 type)</p> <p><b>Marking</b> PRYSMIAN (**) ARE4H5EX &lt;rated voltage&gt; &lt;cross-section&gt; &lt;phase 1/2/3&gt; &lt;year&gt;</p> <p>(**) production site label</p> <p>Embossed marking each meter Ink-jet meter marking</p>
<p><b>Applicazioni</b> Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.</p>	<p><b>Applications</b> According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.</p>

Figura 11 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni tra cabina di consegna-cabine di sezionamento e CP

## 9.2 Calcolo delle sezioni dei cavi in MT interni all'impianto FV

L'energia prodotta da ciascun sottocampo, dopo essere stata convertita in alternata nei convertitori statici di potenza andrà ad alimentare il proprio trasformatore trifase posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Quest'ultimo eleverà la tensione fino a 20 [kV] in



alternata e permetterà il collegamento ai quadri MT della corrispondente cabina di consegna. Tutti i collegamenti elettrici in MT avverranno in cavidotti interrati e per il dimensionamento dei cavi è previsto il posizionamento nello scavo ad una profondità minima di 1 m dal livello di superficie del terreno.

Anche in questo caso, il criterio utilizzato per determinare la sezione dei conduttori in MT è della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver effettuato la scelta della sezione commerciale del cavo, è stata eseguita la verifica con il criterio termico, con la condizione cioè che la massima densità di corrente non superi determinati valori di sicurezza. In base ai valori limite delle portate di corrente stabiliti dai costruttori dei cavi, nelle varie condizioni di posa, esse devono essere superiori alle correnti di impiego calcolate in ogni tratto che compone il circuito elettrico.

Il valore della generica corrente d'impiego dell'impianto FV ( $I_{IMP}$ ) è stata calcolata mediante la seguente formula:

$$I_{IMP} (A) = \frac{P_N (MW)}{\sqrt{3} \times V_N (kV) \times \cos(\varphi)}$$

dove:

- $P_N$  è la potenza nominale dell' impianto FV
- $V_N$  è la corrispondente tensione nominale di 20 [kV]
- $\cos(\varphi)$  che corrisponde al fattore di carico, pari a 0,9.

Il valore di corrente determinato dalla formula verrà utilizzato nei calcoli successivi per determinare le sezioni commerciali dei cavi, le cadute di tensione e potenza dei vari tratti di collegamento.

Per quanto riguarda i collegamenti "a lobo" tra le cabine di consegna, essendo questi dei cavi che verranno utilizzati in seguito a guasti sui cavi di collegamento tra le cabine e la CP, non si riporta il calcolo del dimensionamento e si adotta la stessa sezione commerciale di 185 mmq che, in base ai valori delle correnti che trasportano, la tipologia di scavo, è adeguata e corretta allo scopo.

### **9.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e cabina di consegna**

Nella tabella sottostante vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento dei cavi in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo i tratti di connessione tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna in cavo direttamente interrato, per ciascuno dei quattro impianti del lotto.

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 1</b>		
Tipo di collegamento	Tra la cabina CT1B e la cabina CT1A	Tra la cabina CT1A e la cabina CC1
Lunghezza cavo (m)	210	10
Intensità di corrente (A)	115	231
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50	185
Portata ammissibile (A)	166	354
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,17	0,005
$\Delta V\%$ accumulata	0,17	0,175
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	7,1	0,3

*Tabella 6 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 1*

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 2</b>		
Tipo di collegamento	Tra la cabina CT2B e la cabina CT2A	Tra la cabina CT2A e la cabina CC2
Lunghezza cavo (m)	10	10
Intensità di corrente (A)	115	231
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50	185
Portata ammissibile (A)	166	354
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,008	0,005
$\Delta V\%$ accumulata	0,008	0,005
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	0,34	0,3

*Tabella 7 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 2*

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 3</b>		
	Tra la cabina CT3B e la cabina CT3A	Tra la cabina CT3A e la cabina CC3
Tipo di collegamento		
Lunghezza cavo (m)	350	10
Intensità di corrente (A)	115	231
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	2	2
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	1,00
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50	185
Portata ammissibile (A)	166	350
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,28	0,005
$\Delta V\%$ accumulata	0,28	0,005
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	11,6	0,3

*Tabella 8 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 3*

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 4</b>		
Tipo di collegamento	Tra la cabina CT4B e la cabina CT4A	Tra la cabina CT4A e la cabina CC4
Lunghezza cavo (m)	10	10
Intensità di corrente (A)	115	231
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50	185
Portata ammissibile (A)	166	354
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,008	0,005
$\Delta V\%$ accumulata	0,008	0,005
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	0,34	0,3

*Tabella 9 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 4*

### **9.3 Calcolo delle sezioni dei cavi in MT esterni all’impianto FV**

Come nel paragrafo 9.2, la scelta della sezione del cavo MT dipende dalla corrente d’impiego, dalla portata effettiva del cavo in relazione al suo regime di funzionamento (regime permanente, ciclico o transitorio) ed alle sue condizioni di installazione (temperatura ambientale, modalità di posa, numero di cavi e loro raggruppamento, etc..) (CEI 11-17).

Nel seguito si elencano i parametri elettrici del suddetto collegamento:

- Cavo: 3x1x185 mmq - ARE4H5EX 12/20 kV;
- Tipologia del sistema: trifase;
- Frequenza: 50 Hz;
- Tensione nominale: 20 kV;
- Tensione massima del sistema: 24 kV;

- Massima durata permessa di funzionamento per ogni singolo caso di funzionamento con una fase a terra, per ciascun guasto a terra: Categoria A fino ad 8 ore;
- Tensione nominale di riferimento per l'isolamento a frequenza d'esercizio tra un conduttore isolato qualsiasi e la terra:  $U_0 = 12 \text{ kV}$ ;
- Modalità di posa: in tubo interrato (CEI 11.17)

Per la determinazione della portata del cavo si è fatto riferimento alla seguente condizione operativa definita dalla norma CEI - Unel 35027:

- Profondità Posa: 1,0 m fino a n.3 terne interrate e 1,4 m per n.4 terne interrate
- Temperatura del terreno di riferimento:  $25^\circ\text{C}$
- Resistività termica del terreno:  $1 \text{ Km/W}$

La modalità di posa impiegata nel calcolo relativamente alla sezione MT è in tubo, il cui diametro esterno sarà  $\Phi=160 \text{ mm}$  (superiore a 1,5 volte il diametro del cavo circoscritto). La norma CEI EN 35027 definisce i criteri per la determinazione della portata dei cavi di energia con tensione nominale da 1kV a 30 kV.

La formula per il calcolo della portata è la seguente:

$$I_z = I_0 \cdot K_T \cdot K_P \cdot K_R \cdot K_D$$

dove:

$I_0$  è il valore della portata definita dalle tabelle della norma CEI EN 35027, corrispondente a specificate condizioni di posa interrata che, nel caso in esame è pari a 368 A (come da catalogo);

$K_D$  è il coefficiente correttivo che tiene conto dell'effettiva condizione di posa (in tubo protettivo) che, nel nostro caso è pari a 0,69;

$K_T$  rappresenta il coefficiente di correzione relativo alla temperatura del terreno, uguale in questo caso a 0,96. Ciò è dovuto al fatto che la temperatura del terreno è stata assunta pari a  $25^\circ\text{C}$ ;

$K_R$  è il coefficiente di correzione per valori di resistività termica del terreno. Avendo ipotizzato un valore di  $1 \text{ [Km/W]}$ , il coefficiente assume un valore pari a 1;

$K_P$  è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa. Assumendo che il cavo venga interrato ad una profondità di 1,4 m, il coefficiente assume il valore di 0,97;

Il valore finale della portata del cavo, relativamente ai parametri fissati precedentemente, è pari a circa 236,5 A. In base a tale valore, tenuto conto delle varie condizioni di posa, questo deve essere superiore o al più uguale alla corrente di impiego calcolata nel circuito elettrico.

La corrente d'impiego  $I_{cavo}(A)$  che percorre cioè il cavo interrato in MT è data da:

$$I_{cavo}(A) = \frac{P_N(kW)}{\sqrt{3} \cdot V_N(kV) \cdot \cos(\varphi)}$$

dove:

- Pn è la potenza nominale dell'impianto FV [kW];
- Vn è la corrispondente tensione nominale di 20 [kV];
- cos( $\varphi$ ) o fattore di potenza, assunto pari a 0,9.

Nella tabella sottostante vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavo in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo il tratto di connessione tra la cabina di consegna e la cabina primaria, in cavo direttamente interrato.

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI MT- 185 [mmq]</b>				
Tipo di collegamento	Tra la cabina di consegna CC1 e la CP	Tra la cabina di consegna CC2 e la CP	Tra la cabina di consegna CC3 e la CP	Tra la cabina di consegna CC4 e la CP
Lunghezza cavo (m)	12045	11830	12145	11645
Intensità di corrente (A)	231	229	228	229
Conduttori per fase	1	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1	1
Posa in tubo-trifoglio	0,69	0,69	0,69	0,69
Profondità di posa (m)	1,4	1,4	1,4	1,4
Coefficiente di correz.	0,97	0,97	0,97	0,97
N. cavi per scavo	4	4	4	4
Coefficiente totale	0,64	0,64	0,64	0,64
Sezione (mm <sup>2</sup> )	185	185	185	185
Portata ammissibile (A)	236,5	236,5	236,5	236,5
$\Delta V\%$ sul tratto di cavo	5,97	5,80	5,94	5,73

*Tabella 10 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria*

Il calcolo della sezione del cavo MT dell'impianto di utenza è realizzato nel soddisfacimento dei seguenti punti:

- 1) *Verifica della portata*
- 2) *Verifica della massima caduta di tensione*

Verifica della portata:

Considerato il valore di portata di un cavo commerciale del tipo ARE4H5EX, ad elica visibile, 12/20 kV, sezione 3x1x185 mmq pari a 368 A ed i coefficienti correttivi della portata come da catalogo, si ottiene un valore di Iz pari a circa 236,5 A, superiore in questo caso alle correnti d'impiego del circuito.

Verifica della massima caduta di tensione:

La determinazione della sezione del conduttore, in modo tale che non venga superata la massima caduta di tensione consentita nel sistema, si avvale della seguente formula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I_{cavo} \cdot (R_l \cos\varphi + X_l \sin\varphi)$$

dove:

$\Delta V$  è la caduta di tensione [V];

$L$ , la lunghezza della linea [km];

$I_{cavo}$  è la corrente di impiego [A];

$\cos\varphi$ : fattore di potenza;

$R_l$ , è il valore di resistenza del cavo elettrico [ $\Omega$ /km];

$X_l$ , è il valore della reattanza del cavo elettrico [ $\Omega$ /km].

In valore percentuale la caduta di tensione (cdt%) è stata calcolata come:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_N} \cdot 100$$

dove  $V_N$  è pari a 20 kV.

## 10. SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE

### 10.1 Correnti di corto circuito dell'impianto FV

Il valore del contributo alla corrente di guasto dovuta al sistema di generazione in progetto, in caso ad esempio di cortocircuito trifase, è da attribuirsi unicamente al ponte di conversione cc/ac degli inverter. Tenuto conto della risposta tipica di questa tipologia di macchine ai corto circuiti esterni nonché della limitazione offerta dall'impedenza equivalente in serie del trasformatore, oltre al fatto che il generatore fotovoltaico ha una corrente di cortocircuito pari a qualche percento (6%) in più della corrente massima di funzionamento, il contributo al guasto in rete da assegnare all'impianto è, di fatto, trascurabile (paragonabile infatti alla corrente nominale di funzionamento immessa in rete).

### 10.2 Protezione contro le sovracorrenti

I cavi in corrente continua dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti con una portata maggiore della massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, cioè:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{sc}$$

perciò non occorre proteggere i cavi contro il sovraccarico. Le seguenti indicazioni sono di massima e verranno definite in fase di progetto esecutivo in accordo con i fornitori.

Per quanto riguarda la protezione dal corto circuito, i cavi dell'impianto fotovoltaico possono essere interessati da una corrente di corto circuito in caso di:

- Guasto tra due poli del sistema c.c.;
- Guasto a terra nel sistema con punto a terra;
- Doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.



Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale di corto circuito. In generale, negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe, ed essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

Nella parte di circuito a valle degli inverter, la protezione dalle sovracorrenti è assicurata dall'interruttore magnetotermico e dai fusibili. Questi ultimi dovranno avere una tensione nominale in c.c. maggiore della massima tensione del generatore fotovoltaico pari ad esempio a  $1,25 \cdot U_0$  (a favore della sicurezza). Inoltre il fusibile deve avere una corrente nominale  $I_n$ , almeno uguale a  $1,25 \cdot I_{sc}$  del modulo fotovoltaico, per evitare interventi intempestivi e non superiore a quella indicata dal costruttore per proteggere il modulo. Il fusibile ha lo scopo di proteggere il cavo dal cortocircuito intervenendo in maniera tale da limitare l'energia specifica passante ad un valore sopportabile dal cavo stesso, per un tempo limitato.

I fusibili verranno scelti in base alla seguente condizione:

$$I_b < I_n < 0,9 \cdot I_z$$

in cui,  $I_b$  è il valore di corrente che percorre i cavi e  $I_z$  è la portata del conduttore.

Per quanto riguarda invece i dispositivi di manovra e sezionamento, (il cui compito è quello di interrompere, portare e stabilire le correnti nel servizio ordinario e di stabilire ma non interrompere correnti di corto circuito) sono installati nel quadro elettrico in bt di ogni cabina di trasformazione con una  $I_n \geq 155,2[A]$  ed una tensione nominale  $V_n$  maggiore di 1500 [V].

Nel circuito in corrente alternata in bassa tensione, la protezione dal corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. Potrà essere previsto un ulteriore interruttore MT posto a valle del trasformatore bt/MT, in cabina utente che agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter.

Tale protezione sarà costituita da relè che dovranno prevedere le seguenti funzioni:

- 27 minima tensione (tempo dipendente);
- 81< minima frequenza (tempo dipendente);
- 81> massima frequenza (tempo dipendente);
- 59 massima tensione (tempo dipendente);
- 81V relè a sblocco voltmetrico;
- 59INV massima tensione di sequenza inversa;
- 59DIR minima tensione di sequenza diretta.

Tali relè saranno inoltre alimentati da opportuni trasformatori TA e TV.

I cavi in MT a 20 kV di connessione in serie tra le cabine di trasformazione bt/MT con il rispettivo quadro in MT in cabina di consegna e tra quest'ultima e la cabina di confine-sezionamento, avranno una portata superiore alla massima corrente che il trasformatore è in grado di fornire. Tali cavi dunque, non sono soggetti a sovraccarico. E' previsto un quadro in MT di interruzione e sezionamento a valle di ciascun trasformatore bt/MT.

### **10.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.**

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione superiore ai 400 V in c.c., (nel nostro caso è superiore a 1000 V), può avere conseguenze anche gravi. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico del lato in corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante di terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo, perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### **10.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE**

Tutte le apparecchiature dovranno essere progettate e costruite in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici.

Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi dovranno essere conformi ai requisiti delle Direttive Europee n. 89/336/CEE "Direttiva EMC" e successive modifiche ed in accordo alla direttiva n° 93/68/CEE nonché a quanto prescritto dalla Norma CEI 210. Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi dovranno avere marcatura "CE" e dovranno essere in accordo alle prescrizioni contenute nelle Norme di riferimento. In particolare per i sistemi di controllo e protezione, ed in generale per gli impianti ausiliari, sarà adottato un adeguato sistema di protezione, per ridurre la penetrazione del campo magnetico nelle apparecchiature e realizzare l'equipotenzialità elettrica fra ciascun apparecchio e l'impianto di terra. Dovranno essere tenuti in considerazione ulteriori e più specifici criteri di installazione desunti dalle norme di riferimento.

### **10.5 Servizi ausiliari (SA)**

Lo schema di connessione prevede un unico punto tramite il quale l'impianto scambia con la rete sia l'energia immessa dal generatore FV che quella prelevata dai SA.

I servizi ausiliari del campo FV sono suddivisi in:

- servizi non privilegiati alimentati a 400 V in a.c. trifase tramite trasformatori di potenza nominale minima pari a 3,0 kVA, posizionati nelle cabine di trasformazione;
- servizi privilegiati alimentati a 110 V cc tramite un sistema costituito da raddrizzatore, batterie tampone da 50 o 100 Ah e sistema fotovoltaico dedicato di compensazione, costituito da 4 moduli fotovoltaici con potenza complessiva compresa pari a 1,5 kW.

Per utenze "privilegiate" si intendono le seguenti:

- Sistema di protezione;
- Motore di carica molla dell'interruttore di interfaccia;
- Illuminazione di sicurezza.

### 10.6 Impianto di terra

L'impianto di terra sarà progettato e realizzato secondo la normativa vigente a valle della comunicazione della corrente di guasto fornita dal distributore di energia elettrica. Esso verrà realizzato all'interno dell'impianto fotovoltaico, per ragioni di equipotenzialità, sarà unico sia per la bassa che per la media tensione.

In Figura 12 seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.

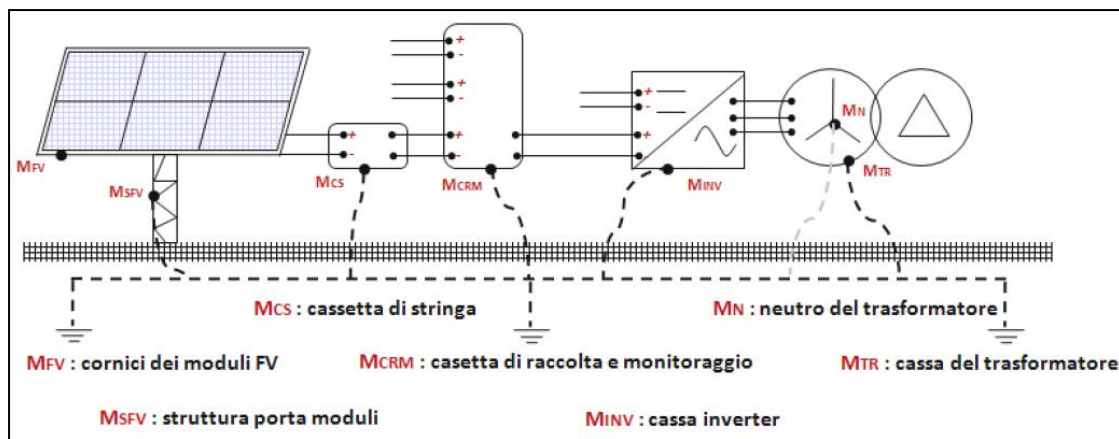


Figura 12 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore

L'impianto di terra sarà progettato tenendo conto anche delle caratteristiche elettriche del terreno e del tempo di intervento delle protezioni per guasto a terra, nel rispetto delle normative CEI e antinfortunistiche e tale da soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- evitare danni a elementi elettrici ed ai beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Il dispersore intenzionale del parco fotovoltaico, avrà una struttura orizzontale e verrà realizzato da uno o più anelli con nastro in acciaio zincato a caldo di dimensioni minime 30x30 mm, collegati tra loro (anello di terra primario), ai quali saranno collegati i pali d'infissione delle strutture porta modulo che diventeranno dispersori di fatto. Ugualmente saranno collegati all'anello di terra primario:

- la rete di recinzione, il cancello d'ingresso e i plinti di fondazione;
- l'anello di terra di ogni struttura metallica;
- l'anello di terra della cabina utente;

- l'anello metallico della control room;
- l'anello metallico delle cabine inverter-trasformazione.

In fase di dimensionamento, dell'impianto di terra, dovranno essere presi in considerazione del valore della corrente di guasto a terra, della durata del guasto a terra e della caratteristica del terreno.

Per il dimensionamento dei conduttori di protezione si rimanda alla progettazione esecutiva, in questa fase possiamo affermare con buona approssimazione che le sezioni dei PE sono pari alla metà della rispettiva sezione di fase.

## **11 SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESA IN RETE**

Nell'impianto saranno previste apparecchiature di misura necessarie alla contabilizzazione dell'energia prodotta, scambiata con la rete e assorbita dai servizi ausiliari. In particolare le misure dell'energia saranno attuate in modo indipendente:

- sistema di misura dell'energia prodotta dall'impianto, posizionato in uscita dagli inverter (contatore di energia prodotta);
- misure per la contabilizzazione della energia immessa in rete;
- misure UTF destinate alla contabilizzazione della energia utilizzata in impianto e non direttamente connessa alla funzionalità di impianto.

I sistemi di misura dovranno essere conformi a tutte le disposizioni dell'autorità dell'energia elettrica e gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi di sigillatura che garantiscano da manomissioni o alterazioni dei dati di misura. Inoltre saranno idonei a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore.

## **12 IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE**

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di sistemi d'illuminazione e/o videosorveglianza e/o antintrusione. Tale sostituzione avverrà con componenti di pari prestazioni.

### **12.1 Illuminazione del campo FV**

L'impianto FV è dotato di un sistema di illuminazione perimetrale normalmente spenta ed in grado di attivarsi su comando locale o su input di sorveglianza. L'impianto di illuminazione sarà composta da:

- pali conici zincati a caldo, distanziati di circa 40 m tra di loro lungo tutto il perimetro della recinzione, aventi un'altezza di circa 4 mt e completi di accessori quali asola per ingresso cavi, asola per morsettiera a conchiglia, morsettiera ad incasso con fusibile, portella da palo, bullone di messa a terra.

Sui pali saranno montati sia i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) che le videocamere del sistema di sorveglianza. L'altezza dei pali tiene conto anche della possibilità di installazione in zone dove c'è il rischio di ombreggiamenti sui moduli FV.

Per le lampade verranno impegnate:

- lampade a LED a basso assorbimento di energia.

L'impianto sarà tale da garantire un illuminamento medio al suolo lungo le strade perimetrali, non inferiore a 5 [lux]. Tutto l'impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente: a tal fine, le armature illuminanti dovranno essere del tipo in Classe II, le connessioni dovranno essere effettuate alla base del palo, impiegando morsettiere di derivazione in Classe II e le condutture dovranno essere realizzate impiegando cavo a grado di isolamento non inferiore a 0.6kV/1kV. Il funzionamento dell'impianto di illuminazione sarà realizzato in modo tale da ridurre al minimo l'effetto di disturbo e in generale l'inquinamento luminoso, in particolare l'impianto di illuminazione sarà dotato di un sistema di accensione da attivarsi solo in caso di intervento dell'impianto antintrusione e allarme.

## **12.2 Impianto di videosorveglianza**

Per la sorveglianza dell'impianto FV è previsto un sistema di controllo dell'area perimetrale, un controllo volumetrico delle cabine e della control room. I pali utilizzati per l'installazione delle videocamere sono gli stessi utilizzati per l'illuminazione perimetrale. Avranno una altezza massima di 4 m su cui saranno montate due videocamere su pali alterni (ossia ogni 80 m) assieme al rispettivo corpo illuminante (che si attiverà in caso di allarme/intrusione). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. Il sistema di videosorveglianza è complementare al sistema del cavo microforato e sarà composto indicativamente da:

- telecamere brandeggiabili auto-dome, dotate di zoom ed installate sui pali d'illuminazione dell'impianto FV, del tipo night & day;
- illuminatori ad infrarossi;
- convertitori per collegare le telecamere con cavo UTP;
- sistema di registrazione digitale;
- centrale di allarme.

Le telecamere, equipaggiate con convertitori analogici/digitali a bordo, dovranno essere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini mediante conduttori in fibra ottica secondo una topologia di rete point-to-point. Ciascun dispositivo di ripresa sarà dotato di elemento scaldante al fine di evitare fenomeni di condensazione. L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere dovranno essere apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione dovranno essere realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante il cui isolamento sarà comunque garantito dopo l'installazione. La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo, ed il sistema dovrà permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

### 12.3 Impianto di rivelazione antintrusione

Si può installare, a protezione dell'impianto fotovoltaico, un sistema antifurto a fibra ottica modulare. Una centralina elettronica (master), installata nella cabina control room, verifica che l'anello di luce del cavo ottico codificato sia costantemente chiuso e controlla che l'intensità del fascio di luce sia costante. Nel caso in cui la fibra ottica venga piegata, deformata o interrotta, scatterà l'allarme ed invierà un segnale dato dalla chiusura di un contatto in grado di pilotare qualsiasi sistema di segnalazione quale un dispositivo GSM, una sirena, o interfacciarsi ad un sistema di allarmetradizionale.

Con questo sistema si possono realizzare:

- *la protezione diretta dei moduli fotovoltaici* mediante un sistema modulare, in cui la fibra ottica collega meccanicamente i singoli moduli. Essa, dopo aver attraversato tutti i pannelli da monitorare ritorna alla centralina elettronica (master) da cui era partita. Il principio di funzionamento è riportato nella figura successiva:

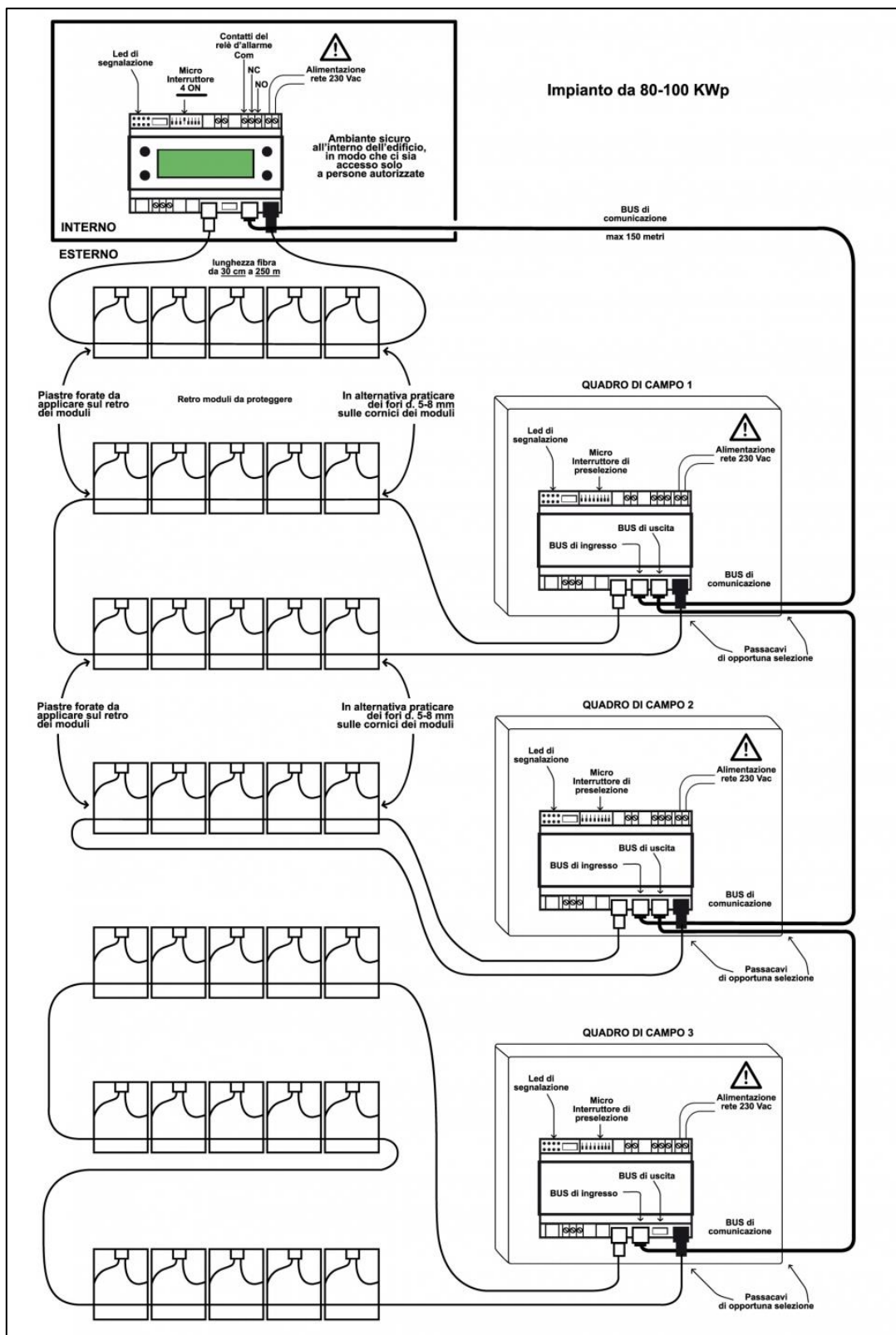


Figura 13 – Sistema di antifurto dei moduli FV

- *la protezione delle cabine elettriche*, utilizzando lo stesso principio sopra esposto, attraversando o creando una spira con la fibra ottica. Quest'ultima, dopo aver attraversato gli inverter da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.
- *la protezione perimetrale del sito fotovoltaico*. In questo caso, si fa passare la fibra ottica su tutta la lunghezza della recinzione che sarà facilmente scambiata per un filo tirante. Nel caso in cui venga tranciata la recinzione verrà tranciata anche la fibra, con conseguente attivazione dell'allarme. La fibra ottica dopo aver attraversato la recinzione da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.

Il sistema sarà alimentato a tensione nominale pari a 230V 50Hz dal quadro servizi ausiliari e dovrà provvedere autonomamente alla distribuzione ed alimentazione di dispositivi di ripetizione del segnale e/o di alimentazione di unità remote poste lungo il perimetro.

A fronte di insorgenza di un evento di allarme, il sistema provvederà alle seguenti azioni:

- accensione dell'impianto di illuminazione di tutto il campo allarmato;
- invio, di una segnalazione di allarme a postazione operatore remota;
- all'invio di una segnalazione di allarme al sistema di videosorveglianza.

L'intero impianto di rivelazione intrusione sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale dovranno essere apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante l'isolamento sarà comunque garantito dopo la installazione.

## **13 SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT**

### **13.1 Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore**

I dispositivi di protezione sono delle apparecchiature impiegate per proteggere un circuito elettrico (in questo caso l'impianto fotovoltaico) contro le sovracorrenti, ossia, da correnti di valore superiore alla portata del circuito.

Le sovracorrenti possono essere causate sia da un sovraccarico e sia da un corto circuito in uno o più punti dell'impianto elettrico. Nel primo caso, la corrente che attraversa il circuito elettrico è di poco superiore alla portata e il circuito stesso è elettricamente sano; nel secondo caso invece, la corrente ha un valore molto elevato perchè è stata prodotta da un guasto a bassa impedenza.

Come già precedentemente accennato, la protezione generale del sistema di generazione fotovoltaica ed il sistema di interfaccia con la rete, saranno realizzati in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. Eventuali modifiche del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate in fase di progettazione esecutiva.

L'impianto fotovoltaico avrà:



- un dispositivo del generatore: ogni inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico con sgangiatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia, in modo da agire di ricalzo al dispositivo di interfaccia stesso. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.c.;
- un dispositivo di interfaccia o DDI, il cui scopo è quello di assicurare il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione). Sarà assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete. La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA evitando che:
  - o in caso di mancanza dell'alimentazione della rete di E-Distribuzione, il Cliente Produttore possa alimentare la rete di E-Distribuzione stessa;
  - o in caso di guasto sulla rete di E-Distribuzione, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete di E-Distribuzione prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
  - o in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori di E-Distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di E-Distribuzione con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza (81), relè di massima (59) e minima tensione (27), relè di massima tensione omopolare (59Vo), e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 11-20.

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di E-Distribuzione, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

- un dispositivo generale o DG, che ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica e deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF6 con sgangiatore di apertura e sezionatore, predisposto per essere controllato da una protezione generale, composta dai seguenti relè:
  - o sovraccarico  $I >$ , 51;
  - o cortocircuito polifase (ritardata),  $I >>$ , 51;
  - o cortocircuito polifase (istantanea),  $I >>>$ , 50;
  - o guasto monofase a terra  $I_{o>}$  (51N);
  - o doppio guasto monofase a terra,  $I_{o>>}$ , 50N;
  - o direzionale di guasto a terra per neutro compensato 67NC o neutro isolato 67NI.

### **13.2 Protezione dai contatti diretti**

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, sarà protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito del progetto esecutivo. La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo degli accorgimenti sotto riportati:

- scelta di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23).
- uso di componenti con idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi.
- collegamenti effettuati utilizzando cavi rivestiti con guaina esterna protettiva, idonei per la tensione nominale di utilizzo e alloggiati in condotti portacavi idonei (canali o tubi a seconda dei tratti).
- alcuni collegamenti di brevi tratti tra i moduli non saranno alloggiati in tubi o canali ma non saranno soggetti a sollecitazioni meccaniche, essendo protetti dai moduli stessi, e non saranno ubicati in luoghi dove sussistano rischi di danneggiamento.

### **13.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche**

#### **13.3.1 Fulminazione diretta**

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area. In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

#### **13.3.2 Fulminazione indiretta**

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto potrebbe provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico. Potrebbero allora essere provocate sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in modo particolare gli inverter.

Nel caso in esame, considerate le lunghezze dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di altri dispositivi SPD di classe II o III a varistore sulla sezione in c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico. Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo saranno posati entro canali metallici con coperchio, e dovranno essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti. A beneficio di chiarezza nell'immagine sottostante è fornita una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

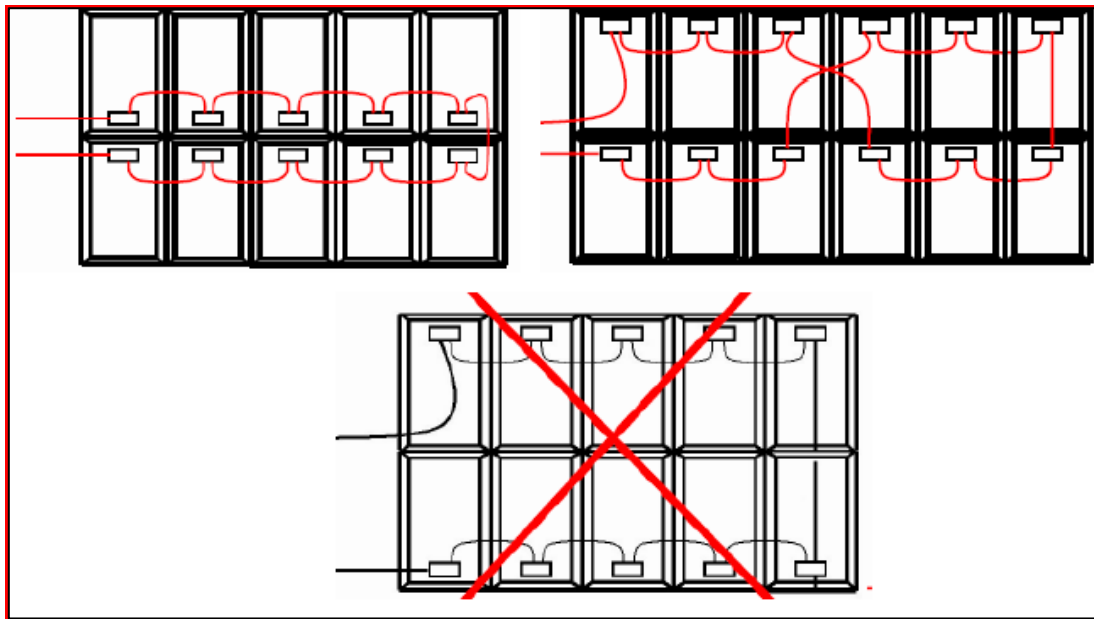


Figura 14 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni

#### 14 NUOVO ALLACCIO PER SISTEMI AUSILIARI

Per il funzionamento degli impianti di illuminazione e F.M. all'interno alla cabina utente e della control room, nonché per i punti luce perimetrali, videosorveglianza e sicurezza dell'impianto FV, si utilizzerà una fornitura di bassa tensione derivata dalla fornitura principale, tramite appositi trasformatori MT/BT posizionati nella cabina di trasformazione.

#### 15 PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO

I componenti che costituiscono l'impianto sono progettati e costruiti secondo quanto disciplinato dalle prescrizioni di riferimento e sono sottoposti alle prove previste dalle stesse. In particolare, prima dell'inizio dei lavori di montaggio in cantiere, il controllo dei componenti sarà del tipo visivo-meccanico, e riguarderà:

- Accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- Accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Prima dell'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto, e comunque prima del ripiegamento del cantiere, il controllo riguarderà la verifica dell'integrità dei componenti e della realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte". Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

La verifica consisterà nel controllare:

- Il corretto montaggio delle strutture di sostegno dei moduli;

- La continuità elettrica e le connessioni tra i moduli;
- La corretta esecuzione dei cablaggi in congruenza con quanto riportato nel progetto;
- La messa a terra delle masse;
- L'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- Il 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.).

I quadri elettrici dell'impianto saranno sottoposti a prove e collaudi in officina, previsti dai piani di qualità dei costruttori. La certificazione dei collaudi sarà consegnata prima dell'installazione alla Direzione Lavori o al Responsabile del Procedimento o suo delegato.

Per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64-8. La verifica comprende un esame a vista e prove.

### **15.1 Esame a vista e prove**

#### Esame a vista:

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti elettrici siano:

- conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative Norme anche mediante accertamento di marchi e/o di certificazione dei prodotti e materiali scelti correttamente;
- posa in opera di prodotti e materiali in accordo con le prescrizioni delle Norme tecniche;
- assenza di danneggiamenti visibili e tali da compromettere la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

- metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;
- presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
- scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

#### Prove:

In maniera preliminare si indicano le principali prove che devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato:

- continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
- protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di separazione elettrica;
- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- prove di funzionamento;
- caduta di tensione.

Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato devono essere ripetute dopo l'eliminazione del difetto stesso. I metodi di prova descritti costituiscono metodi di riferimento; è ammesso l'uso di altri metodi di prova, purché essi forniscano risultati altrettanto validi. Gli strumenti di misura e gli apparecchi di controllo devono essere conformi alle Norme della serie CEI EN 61557.

- Prova della continuità dei conduttori di protezione, compresi i conduttori equipotenziali principali e supplementari. Deve essere eseguita una prova di continuità. Si raccomanda che questa prova venga effettuata con una corrente di almeno 0,2 A, utilizzando una sorgente di tensione alternata o continua compresa tra 4 V e 24 V a vuoto.
- Protezione mediante separazione elettrica. La separazione delle parti attive da quelle di altri circuiti e dalla terra, deve essere verificata mediante una misura della resistenza di isolamento. I valori di resistenza ottenuti devono essere in accordo con la Tab. 61A (CEI 64-8).
- Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico. La resistenza di isolamento deve essere misurata tra ogni conduttore attivo e la terra. Durante questa misura, i conduttori di fase e di neutro possono essere collegati assieme (sistemi TT, IT e TN-S).

Inoltre dovrà essere effettuata la verifica tecnico-funzionale dell'impianto, mediante la seguente procedura:

- Verifica della condizione:

$$P_{CC} > 0,85 P_{nom} \times (I / I_{STC})$$

dove:

- $P_{CC}$ : potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%.
- $P_{nom}$ : potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico.
- $I$ : irraggiamento (in  $W/m^2$ ) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%.
- $I_{STC}$ : irraggiamento in condizioni standard, pari a  $1000 W/m^2$ ,

- Verifica della condizione:

$$P_{AC} > 0,9 \times P_{CC}$$

dove:

- $P_{AC}$ : potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza  $P_{CC}$  e quella della potenza  $P_{AC}$  devono essere effettuate in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup>.

Le verifiche sopra riportate dovranno essere eseguite a lavori ultimati dall'installatore dell'impianto, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere una dichiarazione firmata e siglata in ogni parte, attestante l'esito delle verifiche e la data di effettuazione delle stesse.

In fase di elaborazione del progetto esecutivo verranno indicate le ulteriori prove da effettuare, anche in collaborazione con i fornitori.

## **16 MONTAGGIO DEI COMPONENTI**

Il montaggio delle opere meccaniche sarà eseguito a "perfetta regola d'arte" e verrà realizzato principalmente attraverso le seguenti azioni:

- Posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli.
- Ancoraggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo saranno realizzati principalmente attraverso le operazioni riportate di seguito:

- posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili;
- posa in opera degli inverter;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dei cavi per la connessione tra gli inverter e le cabine di trasformazione;
- cablaggio dei quadri in BT e MT;
- posa dei cavi di collegamento tra il quadro elettrico e interfaccia al contatore di energia elettrica (punto di consegna) e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;

- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

## **17 SCAVI E POZZETTI**

Come già trattato nei paragrafi precedenti, i tracciati dei cavidotti delle linee elettriche in bt e MT (in cc e ac), saranno realizzati con idonee canalizzazioni interrato e saranno interconnesse tra loro con eventuali pozzetti ispezionabili. Le linee interne in MT, composte da cavi direttamente interrati, saranno posizionate principalmente lungo la viabilità di strade interne e minormente nei tratti di terreni non viabili, senza interessare proprietà di terzi.

### **17.1 Scavi**

E' prevista l'esecuzione di scavi per la posa dei cavidotti per il cablaggio elettrico dell'impianto fotovoltaico. Essi riguarderanno sia il lato in corrente continua, in cui avverranno i collegamenti elettrici tra le stringhe e gli inverter e sia in alternata, con il collegamento tra questi ultimi e i rispettivi quadri bt ubicati nelle cabine di trasformazione. Ricordiamo che le connessioni elettriche tra i moduli a formare stringhe, prenderanno posto prevalentemente nella parte sottostante delle strutture di sostegno dei moduli stessi, mentre verranno interrati nei brevi tratti di raccordo tra la canalina metallica e gli inverter. Inoltre, le connessioni tra gli inverter e le cabine di trasformazione saranno direttamente interrato. Bisogna considerare anche il tracciato dei cavi in bt in corrente alternata per l'illuminazione e la videosorveglianza, che si estenderà prevalentemente lungo il perimetro dell'impianto fotovoltaico. Per quanto riguarda la media tensione, verranno realizzati i seguenti scavi principali:

- collegamento tra le due cabine di trasformazione fino alla connessione in antenna ai quadri MT nella cabina di consegna (profondità minima di 1 m);
- connessione in antenna tra la cabina di consegna ed il quadro MT nella cabina di smistamento e tra quest'ultima con la CP (profondità minima di 1,2-1,4 m).

Inoltre sarà necessario eseguire degli scavi a sezione di adeguate dimensioni, per la posa in opera delle cabine elettriche; dopo aver costipato gli scavi, essi dovranno essere preparati, previa livellazione con materiale stabilizzato. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando che le acque defluiscono sulla superficie del terreno possano riversarsi negli scavi stessi. Non saranno previsti scavi per il fissaggio delle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici poiché si è scelta la soluzione di ancoraggio con strutture a pali in acciaio zincato infissi nel terreno. La profondità alla quale i pali verranno fissati nel terreno sarà determinata mediante apposite analisi geo-meccaniche e geo-fisiche effettuate sul sito di installazione in fase esecutiva, ma si stima che la profondità minima sarà di circa 1-2 m.

La protezione dei cavi all'interno degli scavi deve essere garantita attraverso una protezione meccanica in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto). Tale protezione può essere aggiuntiva esterna (tubazione in PVC) oppure compresa nel cavo (caso "air-bag"). Per quanto riguarda la progettazione dell'impianto fotovoltaico lato MT interno all'area d'impianto, si è previsto l'utilizzo dei cavi con sistema "air-bag" il quale assorbe l'energia cinetica dello shock deformandosi in seguito all'impatto. Questo fa in modo che l'energia residua non danneggi le parti sensibili del cavo, come il sistema isolante e il rivestimento. Rappresenta quindi una soluzione a tale rischio, associato molto spesso all'armatura metallica, che potenzialmente potrebbe pregiudicare l'integrità del sistema isolante, riducendone l'affidabilità nel tempo. Questo sistema permette ai

cavi di essere direttamente interrati. Mentre per i cavi in MT esterni all'area d'impianto, verranno protetti da tubazioni in PVC.

Per quanto riguarda invece i cavi in bt, sia in c.c. che in c.a., è possibile utilizzare la posa direttamente interrata dei cavi scelti in questa fase di progettazione. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i seguenti valori minimi, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17:

- 0,6 m (su terreno privato);
- 0,8 m (su terreno pubblico);

Il riempimento della trincea ed il ripristino della superficie devono essere effettuati, generalmente, rispettando i volumi indicati nell'elaborato di progetto. La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitore posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ossia della protezione.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sottoservizi presenti sul posto (condotte fognarie, idriche, linee elettriche, telefoniche ecc.). Qualunque interferenza riscontrata durante la posa del cavo, sarà sottopassata nel rispetto delle vigenti norme CEI 11-17. Saranno ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini dovranno trovarsi alla stessa quota del piano preesistente, senza presentare dossi o avvallamenti.

### **17.2 Tubo protettivo**

I cavi di collegamento tra le cabine di consegna e tra queste con la CP saranno protetti esternamente dagli urti mediante tubazione, situata al di sopra della guaina esterna dei cavi e che ne garantisce una elevata protezione meccanica, assorbendo gli urti e riducendo il rischio di deformazioni o danneggiamenti degli strati sensibili sottostanti, come l'isolante o lo schermo metallico. Tale tubo, ha una sezione minima pari a 160 mmq, omologato ENEL.

### **17.3 Fibra ottica**

Sarà previsto un collegamento in cavo fibra ottica tra la C.P. e le cabine di consegna, alloggiato nello stesso scavo del cavidotto in MT. Le caratteristiche dei collegamenti in fibra ottica devono rispondere ai seguenti criteri per le linee interrate:

- utilizzo di cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione rispondente alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652, tabella di unificazione E-Distribuzione DCFO02 (sigla TOS4 24 4(6SMR) T/EKE avente matricola E-DISTRIBUZIONE 359051 e unificazione DC4677) e comprensiva di certificati di collaudo. Il cavo in fibra ottica deve essere posato in canalizzazione realizzata sul tracciato del cavo elettrico mediante l'impiego di tritubo in PEHD (generalmente con  $\varnothing$  50 mm, Tabella E-Distribuzione DY FO 03) e, dove necessario, di pozzetti in cls per consentire il tiro ed il cambio di direzione del cavo e l'alloggiamento dei giunti e della ricchezza di scorta del cavo. Le giunzioni interrate sul cavo in fibra ottica devono essere conformi alla specifica DM3301.
- Agli estremi dei collegamenti, (nel nostro caso all'interno della Cabina primaria e nelle Cabine di consegna E-Distribuzione), le singole fibre costituenti i cavi di connessione ottica saranno attestate mediante idonei connettori in mini-armadi di terminazione da parete aventi grado di protezione minimo IP55 e dimensioni LxHxD rispettivamente non



superiori a 230x400x130 mm. I connettori da utilizzare per collegare le singole fibre ottiche ad apparati di trasmissione o di misura dovranno essere di tipo SC-PC (DM-3300).

#### **17.4 Rivelatore di guasto direzionale e assenza di tensione (rgdat)**

Verranno installati nelle due cabine di sezionamento e nelle quattro cabine di consegna, rispettivamente n.4 e n. 8 dispositivi di rivelazione guasti RGDAT-A70, realizzato in conformità alla specifica tecnica DY1059-A70 di ENEL Distribuzione, allo scopo di fornire la segnalazione locale e a distanza dei guasti di corto circuito e dei guasti verso terra che possono verificarsi nelle linee di distribuzione a media tensione, come anche per segnalare l'assenza di tensione sulla linea. Queste informazioni consentono di localizzare il tronco di rete affetto dal guasto. La misura delle tensioni viene prelevata utilizzando i segnali di tensione forniti dai divisori capacitivi che normalmente, quando installati su quadri MT protetti, alimentano le lampade di segnalazione di presenza tensione. Le misure così ottenute vengono utilizzate sia per la funzione direzionale di terra che per la funzione di rilevazione di presenza/assenza tensione; i valori di tensione di fase V4, V8 e V12 sono elaborati in modo da eliminare gli errori di misura dei divisori capacitivi grazie alla funzione di autocalibrazione. La misura delle correnti viene prelevata mediante tre sensori di corrente di tipo apribile, forniti a corredo. Il dispositivo RGDAT-A70 rileva i guasti tra le fasi che producono una corrente superiore ad un valore di soglia ed i guasti verso terra sia su reti a neutro isolato che su reti a neutro compensato.

#### **17.5 Unità Periferica di telecontrollo (UPT) e modulo GSM**

Inoltre, all'interno di ciascuna cabina di consegna e di sezionamento sarà collocata un' Unità di Telecontrollo in grado di interfacciarsi con il sistema di telecontrollo della rete elettrica e di svolgere le funzioni di:

- Monitoraggio del funzionamento della rete di Media Tensione;
- Interfaccia con le apparecchiature centrali e inoltre verso il campo dei telecomandi ricevuti dal Centro
- Telecontrollo delle cabine secondarie (compreso telecontrollo degli Interruttori BT);
- Selezione dei tronchi di linea MT interessati da guasti permanenti;
- Registrazione cronologica dei passaggi delle correnti di guasto
- Misurazione della temperatura ambiente
- Selezione del tronco guasto
- Comunicazione
- Diagnostica e segnalazione anomalie
- Funzione orologio e datario
- Configurazione e programmazione locale e remota

secondo le specifiche Enel DX1215 ed.7. Le UPT in Cabina di sezionamento sono costituite da:

- Armadio Contenitore: che contiene le unità UE e l'Alimentatore/caricabatteria, grado di protezione IP3X con bullone di messa a terra 6MA. Dimensioni standard 693x482x400 mm.
- Apparato di Teleoperazioni UE, con segnali digitali, comandi, ingressi analogici (telemisure) ed uscite digitali. Le UE8 sono corredate di morsetti e connettori di interfacciamento con le apparecchiature di campo, equipaggiato nel pannello frontale con:
  - connettori maschio
  - morsetti per TS

- morsetti per TM
- Selettore Locale/Telecomando per abilitare le apparecchiature installate nella cabina secondaria al comando elettrico locale
- LED di diagnostica e un tasto reset
- Interfaccia USB 2.0 per programmazione locale
- un connettore D25 RS232 per la connessione del DCE
- un connettore maschio per la connessione dei circuiti dell'alimentatore
- Alimentatore Caricabatteria: l'UPT viene alimentata mediante alimentatore/carica batteria il quale fornisce l'energia necessaria per alimentare l'UE e per alimentare i motori degli Organi di Movimentazione.

## **18 PRESCRIZIONI TECNICHE PER LA POSA INTERRATA DEL CAVO IN MT**

### Sollecitazioni meccaniche

Le prescrizioni contenute nella norma CEI 11-17 Ed.III art. 4.3.4 riportano le regole da rispettare durante l'attività di posa del cavo. Esse definiscono che le sollecitazioni di trazione da imporre al cavo durante la posa, devono essere applicate non ai rivestimenti protettivi di cui è dotato il cavo stesso, bensì unicamente ai conduttori. Per un conduttore in alluminio, lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mm<sup>2</sup>, dunque pari a 27750 N per un conduttore 3x1x185 mm<sup>2</sup>. Pertanto quando la posa del cavo viene eseguita mediante un argano idraulico occorrerà prevedere l'utilizzo di un dispositivo dinamometrico per l'impostazione ed il controllo del tiro, nonché un freno ad intervento automatico. Inoltre durante l'applicazione di tale sollecitazione di trazione, occorre prevedere l'utilizzo di sistemi che possano impedire rotazioni del cavo intorno al proprio asse. In definitiva per realizzare la posa conformemente a tale prescrizione, occorrerà interporre tra la testa del conduttore del cavo e la fune di tiro, un dispositivo d'ancoraggio realizzato attraverso un giunto snodabile, indispensabile per evitare che sul cavo si trasmetta la sollecitazione di torsione che si sviluppa sulla fune traente.

### Raggi di curvatura

L'articolo 4.3.3 della norma CEI 11-17 Ed.III, riporta il valore dei raggi di curvatura minimi da rispettare nella posa del cavo, per impedire l'insorgere di deformazioni permanenti al cavo stesso che possano compromettere l'affidabilità in esercizio. Indicato con D=diametro esterno del cavo, per la formazione in oggetto 3x1x185 mm<sup>2</sup>, il valore minimo del raggio di curvatura misurato sulla generatrice interna dei cavi da rispettare nella posa, è pari a 14 volte il diametro del cavo (D). Dunque, considerato il valore del diametro nominale del cavo pari a 52,5 mm, il raggio di curvatura minimo sarà:  $14 \cdot 52,5 = 0,74$  m.

Nel caso di cavi multipolari costituiti da più cavi unipolari cordati ad elica visibile il diametro D da prendere in considerazione è quello pari a 1,5 volte il diametro esterno del cavo unipolare di maggiore diametro.

## **19 DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI**

L'interramento del cavo in MT, comporterà la realizzazione di uno scavo a cielo aperto delle dimensioni variabili di circa m 0,5/0,7x1,0/1,4 per la lunghezza degli scavi. Le attività per la realizzazione dell'opera saranno le seguenti:

- Formazione di letto di sabbia, cm 10

- Posa orizzontale di n° 1 Tubazione e passaggio cavo MT
- Posa di tritubo per la posa fibra ottica (se prevista)
- Riempimento con sabbia o pozzolana per cm 30 circa
- Infilaggio cavi tramite il tirasonda
- Posa del nastro segnaletico
- Riempimento con idoneo materiale arido debitamente costipato (spessore variabile a seconda della profondità di posa della tubazione)
- Ripristino dello strato di bynder per uno spessore tra gli 8 e i 10 cm
- Applicazione di posa emulsione bituminosa come strato di ancoraggio
- Rifacimento conglomerato bituminoso o strato di usura con tappetino con strato di usura medio per tutta la lunghezza dello scavo e per la larghezza indicata nella concessione dall' ente proprietario dello scavo nei casi di Fiancheggiamento, mentre nei casi di attraversamento trasversali o diagonali per i primi due metri e i successivi due metri calcolati a partire dalla mezzzeria dello scavo e per tutta la larghezza della carreggiata.
- Ripristino di cordolatura marciapiedi (se presenti)
- Rifacimento e/o ripristino di pavimentazione pedonale (se interessato dai lavori/o esistente).

Le opera saranno eseguite nel rispetto del nuovo codice della strada e del decreto ministeriale del 5 Nov 2011 e successive modifiche. L'impianto sarà realizzato adottando metodi di lavoro e mezzi d'opera in linea con gli standard tecnici vigenti, utilizzando materiali rispondenti alle specifiche funzionali e costruttive unificate da e-distribuzione. Nella realizzazione degli interventi previsti saranno rispettate tutte le norme di tutela ambientale e sicurezza necessarie per la salute dei lavoratori e degli utenti della strada.

## **20 BILANCIO PRODUZIONE MATERIALI DI SCAVO**

In fase di costruzione si adotteranno tutte le misure volte a favorire in via prioritaria il reimpiego diretto dei materiali di scavo derivanti dalle operazioni previste per la realizzazione delle opere civili. I materiali di risulta dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati all'interno del cantiere e successivamente in gran parte riutilizzati per i rinterri. I materiali di risulta dagli scavi a sezione ampia (terre vegetali e/o materiali incoerenti), che derivano dall'esecuzione delle vasche di fondazione delle cabine elettriche e dei basamenti in calcestruzzo, potranno per esempio essere riutilizzati per il riempimento degli scavi e relativo livellamento finale col piano campagna, in modo da permettere anche un eventuale inerbimento del terreno lasciato libero dalle strutture.

Si specifica che una grande percentuale dei materiali scavati sarà destinata al reimpiego diretto senza trasformazioni e che sono previste modestissime quantità di materiali in eccedenza da avviare ad altri usi. Si riporta di seguito il bilancio di produzione orientativo dei materiali di scavo delle principali opere all'interno del campo FV e del cavidotto di evacuazione in MT esterno all'area.

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine di trasformazione

Lunghezza sezione di scavo:	15,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,0 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
Volume di scavo:	$15,0 \times 3,0 \times 0,5 = 22,5 \text{ m}^3$
N. Cabine:	8
<u>Volume totale di scavo:</u>	$22,5 \times 8 = 180,0 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabina di consegna

Lunghezza sezione di scavo:	7,5 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	4
<u>Volume totale di scavo:</u>	$7,5 \times 2,5 \times 0,5 \times 4 = 37,5 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine di sezionamento

Lunghezza sezione di scavo:	5,7 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	2
<u>Volume totale di scavo:</u>	$5,7 \times 2,5 \times 0,5 \times 2 = 14,3 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.c. tra stringhe ed inverter

Lunghezza sezione di scavo:	2.800 m
Larghezza sezione di scavo:	0,7 m
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	$1.176 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.inverter e cabine trafo

Lunghezza sezione di scavo:	5.136 m
Larghezza sezione di scavo:	0,7 m
Profondità sezione di scavo:	0,6 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	$2.423 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.illuminazione e videosorveglianza

Lunghezza sezione di scavo:	3.500 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m

*Profondità sezione di scavo:* 0,6 m  
*Volume Totale di scavo:*  $3.500 \times 0,5 \times 0,6 = 1.050 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti MT interni all’area d’impianto

*Lunghezza sezione di scavo:* 580 m  
*Larghezza sezione di scavo:* 0,5 m  
*Profondità sezione di scavo:* 1,0 m  
*Volume Totale di scavo:* 290 m<sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno tra le cabine di consegna

*Lunghezza sezione di scavo:* 1.020 m  
*Larghezza sezione di scavo:* 0,5/0,7 m  
*Profondità sezione di scavo:* 1,0 m  
*Volume Totale di scavo:* 560 m<sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla CP

*Lunghezza sezione di scavo:* 11.615 m  
*Larghezza sezione di scavo:* 0,7 m  
*Profondità sezione di scavo:* 1,4 m  
*Volume Totale di scavo:*  $11.615 \times 0,7 \times 1,4 = 11.383 \text{ m}^3$

## **21 CRONOPROGRAMMA**

Per quanto riguarda le attività di costruzione dell’impianto fotovoltaico con la relativa tempistica si faccia riferimento alla relazione FRV-VTB-CR nella quale viene riportata la tabella del cronoprogramma.

### **21.1 Sequenza delle operazioni di costruzione ed attrezzature impiegabili**

Le operazioni di costruzione previste sono le seguenti:

1. Allestimento del cantiere secondo normativa di sicurezza e recinzione provvisoria delle aree di lavoro.
2. Preparazione del terreno di posa.
3. Scavi per l’alloggiamento dei piedi di fondazione, dei cavidotti, delle platee di appoggio delle cabine elettriche.
4. Posa dei piedi di fondazione, dei pozzetti e dei cavidotti.
5. Assemblaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.
6. Posa delle cabine elettriche.
7. Montaggio e cablaggio dei moduli.
8. Installazione degli inverter.
9. Cablaggio elettrico delle sezioni CC e CA.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si prevede di utilizzare le seguenti attrezzature:

- Ruspa di livellamento e trattamento terreno.
- Gruppo elettrogeno.
- Attrezzi da lavoro manuali ed elettrici.
- Strumentazione elettrica ed elettronica per collaudi.
- Furgoni e camion vari per il trasporto dei componenti.
- Scavatore per i percorsi dei cavidotti.

## **22 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA**

Considerando l'intero ciclo di vita (LCA) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni e di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali.

Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale (realizzazione dei materiali, lavorazione, assemblaggio) ed in quella di montaggio (montaggio dei pannelli, opere civili ed elettriche).

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo.

Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

Si considera pertanto che ciascun kWh fotovoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. È infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei fumi. Tra queste sostanze la più rilevante è la CO<sub>2</sub>, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO<sub>2</sub> (anidride solforosa) e gli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico in progetto, avente una potenza massima di 28,58 MWp e funzionante per circa 1.541 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali.

In Tabella un riepilogo sui dati dell'impianto per la determinazione dell'inquinamento evitato (la produzione cumulata al 25° anno è calcolata considerando le perdite di efficienza annuali dell'impianto dovute ai fattori di invecchiamento e sporcamento):

Dati di impianto	
Potenza nominale dell'impianto (MW)	28,584
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.541,0
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	44.047.384,0
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	1.101.184.600,0

Tabella 11 – Riepilogo dei dati di impianto

### 22.1 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, stabilito pari a 0,187 TEP/MWh<sub>e</sub> (ai sensi della delibera EEN 3/08).

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	8.236,86
TEP risparmiate in 25 anni	205.921,52

Tabella 12 – Risparmio di combustibile in TEP

### 22.2 Emissioni evitate in atmosfera

L'impianto fotovoltaico, sostituendo col proprio contributo la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile, consente la riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

I dati riguardanti i Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico sono tratti dal relativo Rapporto R303/2019 dell'ISPRA per l'SNPA sulle Emissioni del Settore Elettrico.

Emissioni evitate in atmosfera	CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>x</sub>	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	21.627.265,54	4.303,43	2.801,41	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	540.681.638,60	107.585,74	70.035,34	
Emissioni evitate in atmosfera	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	10.016,38	22,02	237,86	3.691,17
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	250.409,38	550,59	5.946,40	92.279,27

*Tabella 13 – Emissioni evitate in atmosfera*