



# REGIONE PUGLIA

## COMUNI DI RACALE E ALLISTE (LE)



### PROGETTO DEFINITIVO

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**, della potenza di picco pari a 18,04 MWp sito nel Comune di Racale (LE) e delle relative opere connesse alla CP RACALE di e-distribuzione, integrato con progetto agronomico di espianto e reimpianto di uliveti affetti da "Xilella fastidiosa" su terreni nei Comuni di Racale e Alliste (LE).



#### COMMITTENTE:

CASSIOPEA RINNOVABILI S.r.l.

Largo Augusto 3 | 20122 Milano  
P.IVA 11608260961

Società controllata al 100% da:

BayWa r.e. Italia S.r.l.  
Largo Augusto, 3 | 20122 Milano



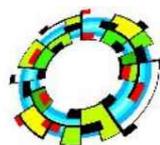
#### PROGETTISTI:



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



#### CONSULENTI:



VEGA LANDSCAPE ECOLOGY & URBAN PLANNING

Vega Sas  
Via Nicola delli Carri 46-71121 Foggia (FG)  
tel 0861756251  
CF e P iVa 02130210715



Elaborato:

**BYW-RCL-RTE**

Codice Pratica:

**WX6U5Q7**

Oggetto:

**Relazione Tecnica Elettrica**

Data: Febbraio 2023

Rev.

0

Data

10.02.2023

Rev.

Data

Rev.

Data

Scala

-

## INDICE

INDICE DELLE FIGURE.....	3
INDICE DELLE TABELLE .....	3
1. PREMESSA .....	5
1.1 Oggetto e valenza dell’iniziativa .....	6
1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete MT .....	6
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO .....	8
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	11
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	12
4.1 Sottocampi elettrici .....	12
4.2 Collegamenti elettrici.....	13
5. ELEMENTI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	13
5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe .....	14
5.2 Multi-MPPT String Inverter .....	15
5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT.....	18
5.4 Cabine elettriche utente (CU) .....	20
5.5 Cabine elettriche di consegna (CC).....	21
5.5.1 Dimensioni e quadri elettrici.....	22
5.5.2 Carichi di progetto.....	23
5.5.3 Impianto elettrico .....	24
5.5.4 Impianto di messa a terra .....	24
5.5.5 Particolari costruttivi .....	24
5.6 Strutture di supporto dei moduli FV .....	26
6. POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE .....	28
6.1 Criterio progettuale .....	28
6.2 Irraggiamento solare .....	29
7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO .....	30
8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	31
8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata .....	32
8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c. ....	33
8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc .....	34
8.1.3 Collegamento tra inverter e cabine di trasformazione BT/ MT.....	37
9. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE.....	39
9.1 Caratteristiche dei cavi in MT.....	39
9.2 Criterio di calcolo delle sezioni dei cavi in MT .....	41
9.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e cabina utente .....	43
9.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine utenti e le cabine di consegna .....	44
9.2.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine di consegna e la Cabina Primaria ....	46
10 SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE .....	47
10.1 Correnti di corto circuito dell’impianto FV .....	47
10.2 Protezione contro le sovracorrenti .....	48

10.3	Protezione da contatti accidentali in c.c.....	49
10.4	Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE.....	49
10.5	Servizi ausiliari (SA).....	49
10.6	Impianto di terra.....	49
11	SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESSA IN RETE .....	50
12	IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE .....	51
12.1	Illuminazione del campo FV.....	51
12.2	Impianto di videosorveglianza .....	52
12.3	Impianto di rivelazione antintrusione .....	52
13	SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT .....	54
13.1	Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore .....	54
13.2	Protezione dai contatti diretti.....	56
13.3	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche.....	56
13.3.1	Fulminazione diretta .....	56
13.3.2	Fulminazione indiretta .....	56
14	PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO .....	57
14.1	Esame a vista e prove .....	58
15	MONTAGGIO DEI COMPONENTI .....	60
16	SCAVI E POZZETTI.....	60
16.1	Scavi.....	60
16.2	Bilancio produzione materiali di scavo.....	62
16.3	Fibra ottica.....	64
16.4	Prescrizioni tecniche per la posa interrata del cavo in mt.....	64
17	DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI .....	65
18	CRONOPROGRAMMA.....	66

## INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell’impianto FV con indicazione della connessione alla CP Racale in MT-20 kV .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=545 Wp .....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo fotovoltaico bifacciale da 545Wp .....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 330 kVA - caratteristiche tecniche.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 5 – Cabina di trasformazione BT/MT .....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 6 – Vista del quadro elettrico in MT .....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 7 – Pianta della cabina elettrica utente.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 8 – Vista frontale cabina di consegna tipo. <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b></i>	
<i>Figura 9 – Sezione trasversale di due vele d’impianto .....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 10 – Struttura metallica di supporto considerata nella progettazione dell’impianto. ....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 11 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell’impianto FV (PVSYST).....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 12 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni tra le cabine di trasformazione e quelle di utenza .....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 13 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni in antenna tra le cabine di connessione e tra queste con la CP .....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 14 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore .....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 15 – Sistema di antifurto dei moduli FV.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 16 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni .....</i>	<i>57</i>

## INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche del lotto d’impianti fotovoltaici .....</i>	<i>13</i>
<i>Tabella 2 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 25 moduli in serie .....</i>	<i>31</i>
<i>Tabella 3 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 26 moduli in serie .....</i>	<i>31</i>
<i>Tabella 4 - Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli. ....</i>	<i>33</i>
<i>Tabella 5 - Dimensionamento cavi in corrente continua in BT di collegamento tra le stringhe e gli inverter .....</i>	<i>37</i>
<i>Tabella 6 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico .....</i>	<i>38</i>
<i>Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU1 - Impianto 1 .....</i>	<i>43</i>

Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU2 - Impianto 2.....	44
Tabella 9 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU3 - Impianto 3.....	44
Tabella 10 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine utenti e le cabine di consegna.....	46
Tabella 11 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria.....	47

## **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 a terra su strutture fisse; 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 dell'impianto fotovoltaico di Racale ed Alliste (LE) e della progettazione delle opere di connessione alla Cabina Primaria "Racale", è la società CASSIOPEA RINNOVABILI S.r.l. che si occupa di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con sede a Milano, in Largo Augusto n.3, cap. 20122, C.F. e P.IVA 11608260961.

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 elettrica 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. 3 impianti fotovoltaici, con potenza di picco totale pari a circa 18.035,14 [kW], avente un valore di potenza in immissione massima di circa 16.200,0 [kW].

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 inviato dalla Società E-Distribuzione SpA in data 21/03/2022, (codice di rintracciabilità: T0738648), a cui la Società CASSIOPEA RINNOVABILI S.R.L. faceva richiesta di connessione per un lotto di n.3 impianti fotovoltaici (IMPIANTO 1 - POD IT001E752314454, IMPIANTO 2 - POD IT001E752314446, IMPIANTO 3 - POD IT001E752314331) di generazione da fonte rinnovabile (solare) ubicati nel territorio comunale di Racale (LE), per una potenza totale in immissione richiesta di circa 18.000,0 kW, è riportata la soluzione tecnica di connessione:

- Realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT RACALE CP. Soluzione con linea dedicata dalla CP RACALE - DW001383160, previo potenziamento della Cabina Primaria tramite l'installazione di un ulteriore trasformatore AT/MT in CP.

Le opere da realizzare sono riportate di seguito, descritte nell' Allegato 1:

**Connessione alla rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna, collegata in antenna da Cabina Primaria AT/MT "RACALE".**

La soluzione tecnica individuata, considerata l'entità complessiva di tutti gli impianti di generazione previsti ricadenti nella stessa area, prevede la realizzazione di un nuovo stallo AT in Cabina Primaria esistente (CP) 150/20kV denominata "RACALE" da collegarsi alla rete RTN di TERNA tramite realizzazione delle seguenti opere:

**Opere di e-distribuzione**

- Stallo AT/TR in Cabina Primaria Racale con componenti in aria (compreso impegno superficie);
- Trasformatore AT/MT 40 MVA;
- Sezione MT in container;
- N°3 Stalli MT in Cabina Primaria;
- Costruzione di n°3 linee dedicate, una per ciascuna cabina di consegna, in cavo interrato AL 185 mm<sup>2</sup> per il collegamento dalla Cabina Primaria alle Cabine di consegna;
- Costruzione di n°3 cabine di consegna MT, una per ciascun impianto del lotto, prevedendo al loro interno l'installazione di Quadro in SF6 (con interruttore) (DY900) più Quadro Utente in SF6 DY808. Tutti i componenti devono essere dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16 kA;
- Costruzione di linee MT di richiusura in cavo interrato AL 185 mm<sup>2</sup>, tra la Cabina di consegna MT del Lotto 1 con quella del Lotto 2 e tra la Cabina di consegna MT del Lotto 2 con quella del Lotto 3.

**Opere di Terna**

- Rimozione delle limitazioni nelle CP Casarano, Castignano, Carpignano, Maglie, Diso e Tricase presenti lungo le direttrici 150 kV (Intervento 519-P previsto nel piano di sviluppo di Terna).

## **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 "Racale", è localizzato nella regione Puglia, in provincia di Lecce, all'interno dei territori comunali di Racale ed Alliste. Le aree previste per la realizzazione del lotto d'impianti FV (Area 1 in azzurro, Area 2 in magenta, Area 3 in verde di 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 1,4 km in linea d'aria a Sud-Est rispetto al Comune di Racale (LE) e a circa 1,0 km a Sud del Comune di Melissano (LE). L'area inoltre è adiacente alla Cabina Primaria "Racale", ubicata nel Comune di Racale (LE).

Infine, le aree destinate alle opere di compensazione, ed in particolare all'espianto ed al rimpianto di ulivi, sono ubicate in parte nel comune di Racale ed in parte nel comune di Alliste.

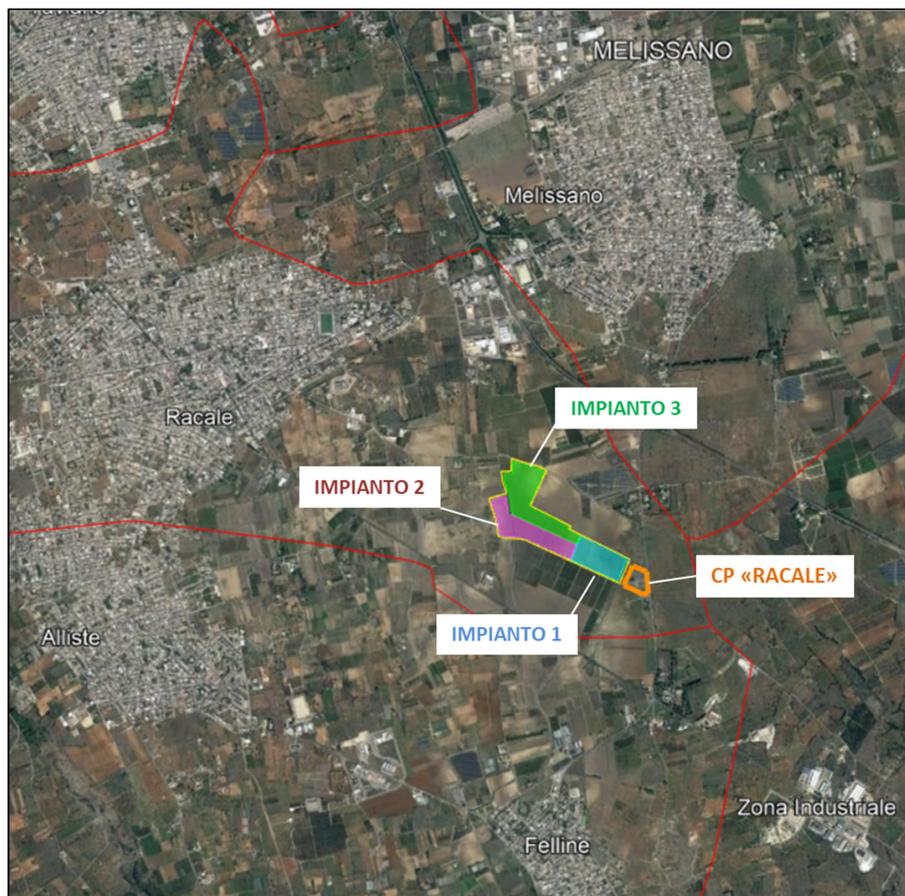


Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell'impianto FV con indicazione della connessione alla CP Racale in MT-20 kV

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

COORDINATE UTM WGS-84		
	Latitudine	Longitudine
Area Impianto 1	4426346.26	254000.04
Area Impianto 2	4426497.75	253636.82
Area Impianto 3	4426769.53	253567.14
Cabina di consegna 1	4426227.81	254103.16
Cabina di consegna 2	4426244.81	254110.55
Cabina di consegna 3	4426261.52	254117.70
CP "RACALE"	4426241.56	254201.44

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 allegate al seguente progetto definitivo.

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

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su strutture metalliche fisse al suolo, aventi:

- Tilt pari a 15° ed Azimuth pari a 0° rispetto a Sud per il sottocampo n.12 dell' Area 2;
- Tilt pari a 15° ed Azimuth di 26° rispetto a Sud per il resto dell' impianto.

sulle quali verranno montati moduli monocristallini bifacciali, per una potenza nominale installata di circa 18,04 MWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 545 Wp (in condizioni STC) della JA Solar, modello JAM 72D30 545/MB, per un totale di circa 33.092 moduli fotovoltaici. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.25 e n.26 moduli ciascuna, per una potenza di stringa pari a circa 13,62 kWp nel primo caso e circa 14,17 kWp nel secondo. Verranno installati inverter multistringa del tipo SUN2000-330KTL-H1 della Huawei, aventi una potenza nominale in uscita trifase in alternata a 800 V pari a 300 kW, per un totale di 54 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 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 tre impianti fotovoltaici in oggetto, verranno realizzati su una superficie di terreno recintata avente un'estensione di circa 16,3 ha, suddivisa in tre aree, ognuna delle quali con il proprio impianto FV che si collega in maniera indipendente alla rete di E-Distribuzione. Nel seguito una descrizione in forma tabellare delle caratteristiche dei tre impianti:

N°1 Lotto di 3 impianti fotovoltaici		N. Inverter	N. Stringhe per Inverter	N. stringhe	N. moduli	Moduli per stringa	Potenza Sottocampo [kWp]	Potenza Totale [MWp]	Cabine di trasformazione	Cabine utenti	Cabine consegna
Impianto 1	sottocampo 1	2	20/24	44	1100	25	599,50	5,178	T1	CU1	CC1
	sottocampo 2	4	24	96	2400	25	1308,0		T2		
	sottocampo 3	5	24	120	3000	25	1635,0		T3		
	sottocampo 4	5	24	120	3000	25	1635,0		T4		
Impianto 2	sottocampo 1	3	24	72	1872	26	1020,24	6,056	T5	CU2	CC2
	sottocampo 2	5	24	120	3120	26	1700,4		T6		
	sottocampo 3	5	24	120	3120	26	1700,4		T7		
	sottocampo 4	5	24	120	3000	25	1635		T12		
Impianto 3	sottocampo 1	5	24	120	3120	26	1700,4	6,802	T8	CU3	CC3
	sottocampo 2	5	24	120	3120	26	1700,4		T9		
	sottocampo 3	5	24	120	3120	26	1700,4		T10		
	sottocampo 4	5	24	120	3120	26	1700,4		T11		
<b>TOTALE</b>		<b>54</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>MW</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>
		<b>54</b>		<b>1292</b>	<b>33092</b>		<b>18,03514</b>	<b>18,04</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

*Tabella 1 – Caratteristiche del lotto d'impianti fotovoltaici*

La suddivisione dei sottocampi elettrici, il collegamento in BT degli inverter con le rispettive cabine di trasformazione e tra queste con le cabine di consegna, sono riportati nella tavola allegata BYW-RCL-IE-06.

#### 4.2 Collegamenti elettrici

I collegamenti in continua (lato cc) in bassa tensione (BT) tra i moduli a formare una stringa e tra le stringhe e 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 n.1 trasformatore trifase, del tipo DYn5. Le cabine di trasformazione di ciascun impianto saranno collegate in MT ad anello con la propria cabina utente, la quale, si conetterà poi alla rispettiva cabina di consegna. Infine, le tre cabine di consegna, lato E-Distribuzione, verranno collegate in MT tramite cavidotti in MT interrati a 20 kV, tra di loro ed ognuna indipendentemente alla Cabina Primaria CP "Racale".

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;

- 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 della JA Solar, del tipo JAM72D30-525/550/MB, della potenza nominale di 545 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.

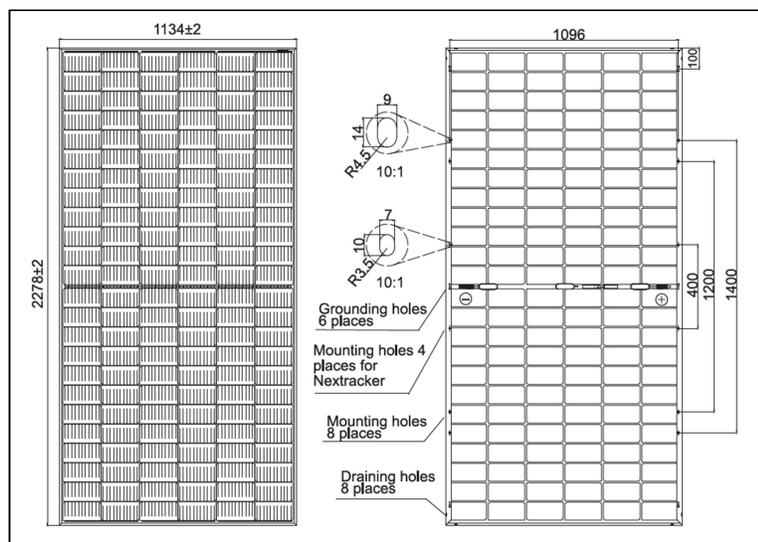


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=545 Wp

Ogni stringa di moduli sarà composta dal collegamento in serie di n.25 e n.26 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\*:

<b>ELECTRICAL PARAMETERS AT STC</b>								
TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB		
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550		
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90		
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96		
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00		
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11		
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3		
Power Tolerance	0~+5W							
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0,045%/°C							
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )	-0,275%/°C							
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0,350%/°C							
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G							
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.								
<b>ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO</b>						<b>OPERATING CONDITIONS</b>		
TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB	Maximum System Voltage	1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	562	567	572	578	583	589	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.54	49.67	49.80	49.93	50.03	50.21	Maximum Series Fuse Rating	30A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.14	41.31	41.47	41.65	41.78	41.95	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.61	14.68	14.76	14.83	14.91	14.98	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(Imp) [A]	13.65	13.73	13.80	13.88	13.95	14.03	NOCT	45±2°C
Irradiation Ratio(rear/front)	10%						Bifaciality**	70%±10%
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.							Fire Performance	UL Type 29
**Bifaciality=Pmax_rear/Rated Pmax_front								

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo fotovoltaico bifacciale da 545Wp

\* 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. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei SUN2000-330KTL-H1 (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di 300 kW e tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Questo tipo di inverter, oltre a possedere un'ottimo rendimento, è raccomandabile 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.6 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:

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	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)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

*Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 330 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 riemessa 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 28 ingressi di stringa, con 6 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 poi 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 è munito di display che indica la temperatura di lavoro, il valore di corrente, di tensione e l'energia prodotta dalle stringhe collegate. E' del tipo trifase e sarà collegato sul lato in corrente alternata al quadro in BT nella cabina di trasformazione mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di n.54 gruppi di conversione SSI in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore fotovoltaico. Gli schemi elettrici unifilari dell'impianto che collega i moduli agli inverter e questi ultimi alla propria cabina di trasformazione, sono riportati nella tavola allegata BYW-RCL-IE-01.

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

In Figura 5 è raffigurata la cabina di trasformazione (Trafo Compact Station), con le varie viste ed i relativi componenti elettrici interni. E' suddivisa in 3 locali in cui, il locale centrale contiene al proprio interno un trasformatore trifase isolato in olio, del tipo Dyn5, ONAN, rapporto di trasformazione pari a 800/20000, di potenza compresa tra 800 a 1800 kVA (dipendente dalla potenza e dal numero di inverter collegati nei vari sottocampi), tensione d'isolamento pari a 24 kV e Vcc% al di sotto del 6%, il quale ha lo scopo di elevare la tensione da 800 V in ac fino a 20 kV in ac. Gli altri 2 locali laterali includono rispettivamente:

- il quadro in bt, composto da interruttori di manovra-sezionamento con fusibili incorporati di protezione e collegamento della linea trifase proveniente dall'inverter, un sistema di monitoraggio, interruttori per l'alimentazione di luce e FM, ed un interruttore generale magnetotermico di protezione connesso al lato bt del trasformatore bt/MT;
- il quadro in MT a 20 kV del tipo MT Switchgear 8DJH 24 kV isolato ad SF6 della Siemens per la distribuzione secondaria. E' un quadro in MT compatto costituito

da 1 quadro di protezione trasformatore e da 1 o 2 quadri di protezione linea mediante interruttori di manovra-sezionatori con fusibili. Il sezionatore sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF6 ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione. Il quadro è raffigurato in fig. 6.



Figura 5 – Cabina di trasformazione BT/MT

Le dimensioni della generica cabina di trasformazione sono circa: 3,4x2,1x2,4 m. La cabina verrà interrata con scavo avente dimensioni pari a circa: 3,4x2,1x0,5 m. In fase di installazione, l'altezza potrà essere regolata in maniera tale da mantenere una distanza opportuna dal suolo per evitare che la pioggia o i ristagni d'acqua possano penetrare all'interno della cabina e recare danni ai componenti elettrici ed elettronici disposti al suo interno. Nell'impianto FV verranno installate 12 cabine di trasformazione.



Figura 6 – Vista del quadro elettrico in MT

Si rimanda alla tavole allegate BYW-RCL-IE-05, la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione. Mentre la tavola allegata BYW-RCL-IE-02A, riporta gli schemi unifari delle connessioni tra i vari quadri elettrici all'interno della cabina e la cabina di ricezione in MT.

#### 5.4 Cabine elettriche utente (CU)

E' prevista la realizzazione di tre cabine elettriche utenti, una per ogni impianto, da posizionare nell' area 1 a sud vicino al confine dell' area della CP Racale, ciascuna adiacente alla propria cabina di consegna. Le cabine saranno collegate elettricamente ad anello con le rispettive cabine di trasformazione di ogni impianto e ad antenna con la propria cabina di consegna, nella quale avverrà l'immissione dell' energia elettrica nel punto di consegna in rete. Saranno realizzate in struttura prefabbricata di tipo monolitico, conforme alle specifiche ENEL ed adibita all' alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT ed MT. Le dimensioni della cabina saranno pari a circa 6,73x2,5x2,7 m e sarà composta da un unico vano, come riportato nell'allegato progettuale BYW-RCL-IE-04.

Gli scomparti MT, che assicurano il sezionamento e la protezione dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione, sono comandati dai sistemi di protezione e possono essere sia isolati in aria che in SF6 e sarà composta dai seguenti scomparti elettrici principali isolati a 24 kV:

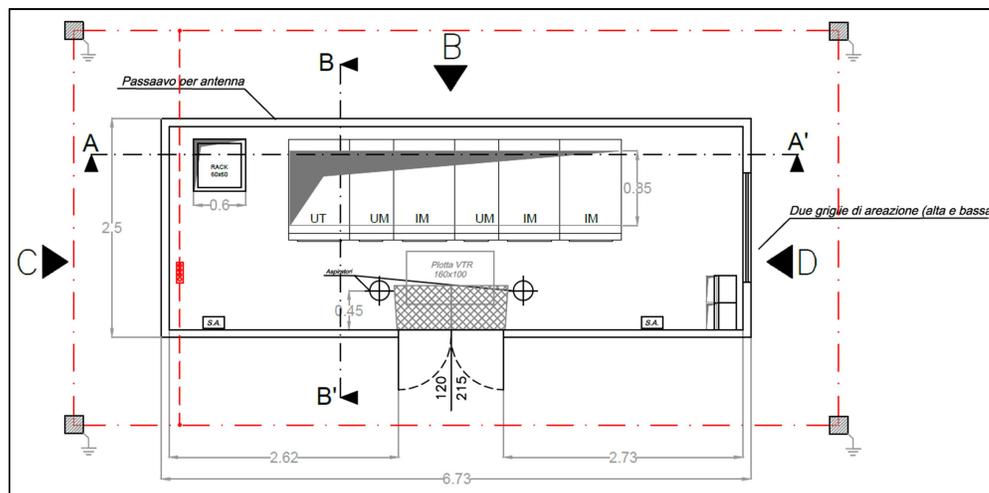
- Celle dotate di interruttori in SF6 o aria, che assicurano il sezionamento delle linee elettriche provenienti dalle cabine di trasformazione, in caso di sovraccarico, corto circuito o manutenzione, comandati dai relé di protezione;
- Cella contenente il Dispositivo Generale e di Interfaccia che assicura la separazione dell'intero impianto dalla rete, comandato dalla PG e dalla PI;
- Cella discesa sbarre e misura;

- Cella di protezione del TV di misura;
- Cella uscita linea protetta da un sezionatore sotto carico fino al punto di consegna;
- Gruppo di continuità;
- Quadri in bassa tensione in cc e ca.

Tale cabina verrà dotata di un sistema di climatizzazione per garantire il mantenimento della temperatura interna per evitare che questa ecceda oltre i limiti di ottimale funzionamento degli inverter. Inoltre, sarà dotata di impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna, e di un'illuminazione adeguata di almeno 100 lux.

La profondità dei cunicoli deve essere tale da consentire la sistemazione dei cavi entranti nei quadri rispettando il raggio di curvatura imposto dalle specifiche tecniche.

Nella figura 7 seguente, è riportata la pianta della CU utilizzata in questa progettazione.



*Figura 7 – Pianta della cabina elettrica utente*

### 5.5 Cabine elettriche di consegna (CC)

Sarà installata una cabina elettrica di consegna per ogni impianto del progetto. I manufatti saranno 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 dunque installate n.3 Cabine Elettriche di Consegna in Media Tensione per lo scambio/immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti FV, ubicate vicino le proprie cabine utenti nell' area 1. Le opere interesseranno Particella 195 del Foglio 24 del Comune Racale (LE).

Le CC saranno realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco o gettato in opera, 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 della cabina di consegna e lo schema unifilare di connessione con la CP Racale, sono riportate nella tavola BYW-RCL-IE-03 allegata 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.

### **5.5.1 Dimensioni e quadri elettrici**

Le dimensioni minime delle cabine degli impianti FV 1 e 2 sono pari a circa 7,45x2,5x2,7 m; quelle della cabina relativa all'impianto FV 3, 7x2,5x2,7 m. Ciascun fabbricato sarà suddiviso in tre vani:

- vano consegna
- vano misure
- 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 saranno 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 4LEi del tipo DY900/5 – Matr. 162109 comprendente:
  - n°4 scomparti "L" di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 uscita verso la cabina di consegna 2, n.1 protezione da linea DY 808/6, n.1 riserva) 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°4 scomparti "L" di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 uscita verso la cabina di consegna 1, n.1 uscita verso la cabina di consegna 3, n.1 protezione da linea DY 808/6) 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°3 scomparti "L" di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 arrivo dalla cabina 2 e n.1 protezione da linea DY 808/6) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre).

Tutti gli impianti saranno realizzati con CCI (Controllore Centrale d' Impianto) conforme alla Norma CEI 0-16 allegato O.

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. Ciascuna 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, di impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna e di un'illuminazione adeguata di almeno 100 lux.

Per maggiori dettagli circa gli impianti elettrici e i particolari costruttivi delle cabine di consegna, si rimanda alla relazione tecnica sulle opere di connessione.

### **5.5.2 Carichi di progetto**

Le cabine di consegna da installare, terranno 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.

### **5.5.3 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.

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

Ogni 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 struttura 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 di un eventuale 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 DG2061 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.

### **5.5.5 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 porta omologata 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;
- 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 sarà previsto un rialzo del pavimento di 40 mm per impedire l'eventuale fuoriuscita dell'olio di un eventuale 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° 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 o gettato in opera, 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.

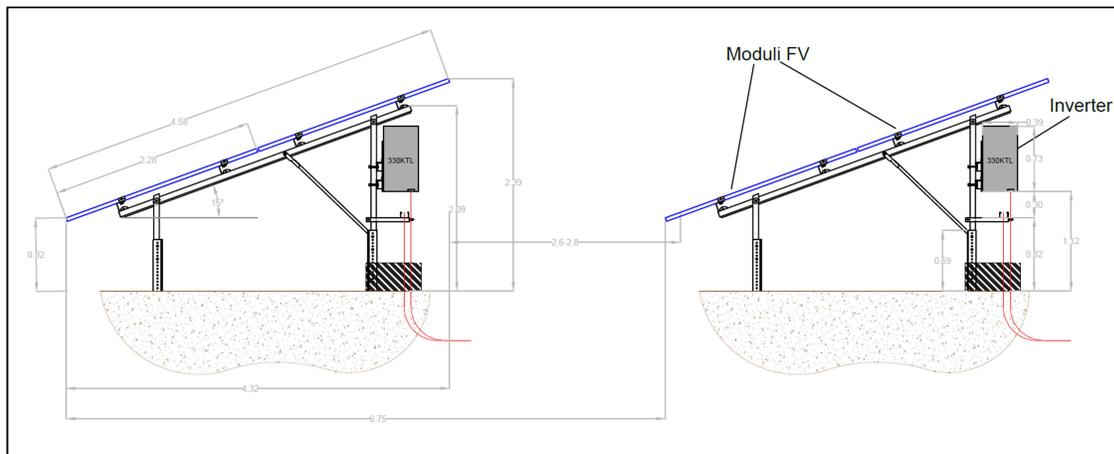
### **5.6 Strutture di supporto dei moduli FV**

Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei pannelli fotovoltaici dell'impianto, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli. La struttura di supporto ipotizzata verrà realizzata in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio e avranno 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.

Inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri

carichi accidentali. Il supporto del pannello è costituito da due piedi infissi nel terreno ad una profondità minima di 1 m, le cui altezze dal piano di terra minima e massima sono rispettivamente pari a circa 0,82 e 2,39 m ciascuna. Le strutture sono inclinate di 15° con un azimuth di 26° e 0° solo per il sottocampo n.4 dell' area 2. Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da due profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, saranno vincolati al telaio sottostante per mezzo di opportuni ganci. Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra le file è stata valutata, al fine di minimizzare i mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 2,7 m.

Le strutture di supporto dei moduli rispettano le disposizioni prescritte dalle Norme CNR-UNI, circolari ministeriali, etc. riguardanti le azioni dei fenomeni atmosferici, e le Norme vigenti riguardanti le sollecitazioni sismiche. Di seguito la struttura metallica di supporto utilizzata nell'impianto in cui sono visibili anche i moduli:

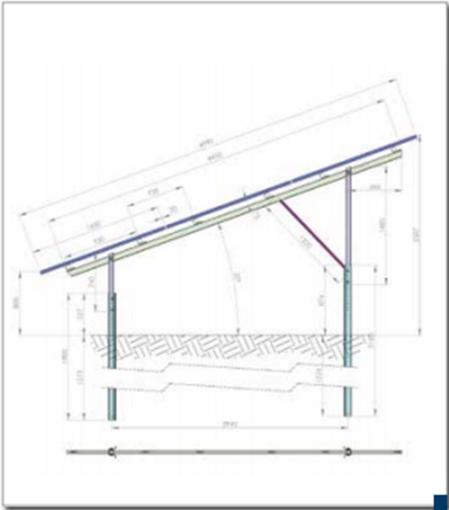


*Figura 8 – Sezione trasversale di due vele d'impianto*

Nella figura successiva è rappresentato il profilo della struttura nella brochure della casa costruttrice Zimmermann, utilizzata nella progettazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

## Ground Mount Solar Mounting System **ZM2 V**

- **Cost Effective – high structural performance – German quality**
- **V-profile post**, made from high tensile steel, heavily galvanized, with a large surface area and a special V form.
- Designed with our structural engineering experts, **optimizing anchor system solutions** to on-site geotechnical conditions.
- Fast and easy assembly, minimal components and long span capabilities (up to 5 meters).
- Height, pitch and inclination are adjustable during assembly.
- Longevity and durability of the system is ensured through high-quality components and a certified galvanization process.
- **Supply capacity, of up to 30 MW of mounting systems per week (depending on system)**
- **New:** Also available as a Slide-in System (See Page 16)



**ZM2 V\_20°: three modules in portrait**



Figura 9 – Struttura metallica di supporto considerata nella progettazione dell'impianto.

## 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 BYW-RCL-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 Racale (LE) nei diversi mesi dell'anno.

	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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	59.4	31.10	10.59	75.0	72.7	1.318	1.282	0.948
February	76.7	35.50	10.80	93.5	90.8	1.651	1.605	0.952
March	127.9	54.90	12.50	144.7	141.5	2.551	2.473	0.948
April	158.7	70.60	14.96	168.8	165.0	2.950	2.857	0.938
May	204.3	75.40	19.05	208.6	204.3	3.590	3.473	0.923
June	221.0	73.80	23.58	221.2	216.6	3.730	3.605	0.904
July	227.8	72.00	26.39	230.6	225.8	3.832	3.702	0.890
August	198.8	67.20	26.65	208.8	204.6	3.473	3.356	0.891
September	142.9	54.90	22.90	157.7	154.1	2.671	2.587	0.910
October	102.9	45.00	19.20	122.5	119.3	2.099	2.037	0.922
November	62.5	33.10	15.54	77.9	75.4	1.343	1.306	0.929
December	51.6	25.70	11.94	69.4	66.4	1.190	1.158	0.926
Year	1634.5	639.19	17.88	1778.8	1736.5	30.397	29.441	0.918

<b>Legends</b>			
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 10 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell'impianto FV (PVSYST).

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 11, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa  $1.634,5 \text{ kWh/m}^2 \text{ anno}$ .

La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico, dopo aver considerato un fermo impianto di almeno n.3 giorni, risulta essere pari a circa 29,44 [GWh/a] con rispettive ore di funzionamento equivalenti annue di circa 1.632 [kWh/kWp/anno]. Si rimanda per maggiori dettagli, alla relazione tecnica di produzione allegata.

## 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  $-0.275$  [%/°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 SUN2000-330KTL-H1 da 300 kW con stringa da 25 moduli in serie del tipo JA Solar da 545 Wp

Condizioni da verificare	Verifica
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$	1371,8 V < 1500 V
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$	1371,8 V < 1500 V
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$	341,1 A < 390 A
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$	880,4 V > 500 V
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$	1173,0 V < 1500 V

Tabella 2 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 25 moduli in serie

- Inverter SUN2000-330KTL-H1 da 300 kW con stringa da 26 moduli in serie del tipo JA Solar da 545 Wp

Condizioni da verificare	Verifica
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$	1426,6 V < 1500 V
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$	1426,6 V < 1500 V
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$	341,1 A < 390 A
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$	915,6 V > 500 V
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$	1219,9 V < 1500 V

Tabella 3 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 26 moduli in serie

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, si deve limitare la caduta di tensione sul lato corrente continua sotto al 2%;
- 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 e i quadri BT in cabina di trasformazione BT/MT, per i 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 13,04 [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 precedente, con i moduli scelti da 545 Wp, si possono formare stringhe da 25 e 26 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 55 m (in c.c.) per ogni sottocampo degli impianti 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 stringhe relative ai tre impianti ed indicata con  $\Delta P$  totale:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	55	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,04	[A]
Tensione	1045,0	[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 %	0,45	%
$\Delta P$ stringa	61,7	[W]
$\Delta P$ Impianto 1	23,5	[kW]
$\Delta P$ Impianto 2	26,7	[kW]
$\Delta P$ Impianto 3	29,6	[kW]
$\Delta P\%$ totale Impianto 1	0,45	%
$\Delta P\%$ totale Impianto 2	0,44	%
$\Delta P\%$ totale Impianto 3	0,44	%

Tabella 4 - 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

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 25 o 26 moduli, e gli inverter dell'impianto avranno in ingresso un numero di stringhe pari a 20 o 24, per un totale di 1.296 stringhe complessive (come specificato in tabella 1). Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% massime e minime, valide per ciascun sottocampo degli impianti FV, corrispondenti rispettivamente alla massima ed alla minima lunghezza di connessione tra stringa e inverter.

#### Lunghezza minima di collegamento:

Aree 1,2,3 - Per ogni sottocampo		
Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	2	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,04	[A]
Tensione	1045,0	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,016	%
ΔP stringa	2,24	[W]

#### Lunghezza massima di collegamento:

Aree 1,2,3 - Per ogni sottocampo		
Collegamento massimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	340	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,04	[A]
Tensione	1045	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	2,80	%
ΔP stringa	381,6	[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 3 impianti costituenti il lotto:

- *Impianto 1:*

Impianto FV 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			
	INV1-1	INV1-2	INV2-1	INV2-2	INV2-3	INV2-4
Lunghezza stringhe	1305	1850	1900	1900	1900	1900
K	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04
Tensione [V]	1045,0	1045	1045,0	1045	1045	1045
Portata [A]	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	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
ΔP parziale [kW]	1,46	2,08	2,13	2,13	2,13	2,13
ΔP totale sottocampo [kW]	3,5		8,5			

Impianto FV 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				
	INV3-1	INV3-2	INV3-3	INV3-4	INV3-5	INV4-1	INV4-2	INV4-3	INV4-4	INV4-5
Lunghezza stringhe [m]	1900	1900	1900	1900	1900	1900	1900	1900	1900	1900
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04
Tensione [V]	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	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
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13
ΔP totale sottocampo [kW]	10,66					10,66				

- Impianto 2:

Impianto FV 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				
	INV5-1	INV5-2	INV5-3	INV6-1	INV6-2	INV6-3	INV6-4	INV6-5
Lunghezza stringhe	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980
K	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04
Tensione [V]	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	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
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
ΔP totale sottocampo [kW]	6,67			11,11				

Impianto FV 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				
	INV7-1	INV7-2	INV7-3	INV7-4	INV7-5	INV12-1	INV12-2	INV12-3	INV12-4	INV12-5
Lunghezza stringhe	1980	1980	1980	1980	1980	1900	1900	1900	1900	1900
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04
Tensione [V]	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1045	1045	1045	1045	1045
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	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
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13
ΔP totale sottocampo [kW]	11,1					10,66				

- Impianto 3:

Impianto FV 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				
	INV8-1	INV8-2	INV8-3	INV8-4	INV8-5	INV9-1	INV9-2	INV9-3	INV9-4	INV9-5
Lunghezza stringhe	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04
Tensione [V]	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	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
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
ΔP totale sottocampo [kW]	11,11					11,11				

Impianto FV 3	Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6									
	Sottocampo 3					Sottocampo 4				
	INV10-1	INV10-2	INV10-3	INV10-4	INV10-5	INV11-1	INV11-2	INV11-3	INV11-4	INV11-5
Lunghezza stringhe	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04
Tensione [V]	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8	1086,8
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	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
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
ΔP totale sottocampo [kW]	11,11					11,11				

*Tabella 5 - Dimensionamento cavi in corrente continua in BT di collegamento tra le stringhe e gli inverter*

### 8.1.3 Collegamento tra inverter e cabine di trasformazione BT/ MT

Il lotto di n.3 impianti fotovoltaici è composto da n.54 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.6 cabine di trasformazione BT/MT. Di seguito si riporta il dimensionamento dei cavi elettrici di collegamento tra inverter e cabine di trasformazione per ogni sottocampo. Le sezioni commerciali dei cavi scelti per i collegamenti nei vari sottocampi sono pari a 240+1G120 e 300+1G150 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).

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

Impianto 1: Connessione in ac tra inverter e quadro BT															
	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	1-1	15	2	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,73	402	1,1	0,1	0,4	
	1-2	9	2	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,73	402	0,7	0,1	0,2	
Sottocampo 2	2-1	22	4	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,67	414	1,4	0,2	0,5	
	2-2	15	4	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,67	367	1,1	0,1	0,4	
	2-3	8	4	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,67	367	0,6	0,1	0,2	
	2-4	12	4	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,67	367	0,9	0,1	0,3	
Sottocampo 3	3-1	22	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	1,4	0,2	0,5	
	3-2	15	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,1	0,1	0,4	
	3-3	8	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,6	0,1	0,2	
	3-4	12	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,9	0,1	0,3	
Sottocampo 4	3-5	18	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,3	0,2	0,5	
	4-1	14	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,0	0,1	0,4	
	4-2	9	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,7	0,1	0,2	
	4-3	10	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,7	0,1	0,3	
Sottocampo 4	4-4	17	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,3	0,2	0,5	
	4-5	24	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	1,5	0,2	0,5	
	Impianto 2: Connessione in ac tra inverter e quadro BT														
		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	5-1	8	3	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,73	402	0,6	0,1	0,2	
	5-2	15	3	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,73	402	1,1	0,1	0,4	
	5-3	22	3	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,73	453	1,4	0,2	0,5	
Sottocampo 2	6-1	10	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,7	0,1	0,3	
	6-2	38	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,4	0,3	0,8	
	6-3	45	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,8	0,4	1,0	
	6-4	52	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	3,2	0,4	1,2	
	6-5	60	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	3,7	0,5	1,3	
Sottocampo 3	7-1	8	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,6	0,1	0,2	
	7-2	15	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,1	0,1	0,4	
	7-3	34	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,1	0,3	0,8	
	7-4	41	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,6	0,3	0,9	
	7-5	48	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	3,0	0,4	1,1	
Sottocampo 4	12-1	75	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	4,7	0,6	1,7	
	12-2	38	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,4	0,3	0,8	
	12-3	18	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,3	0,2	0,5	
	12-4	16	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,2	0,1	0,4	
12-5	60	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	3,7	0,5	1,3		
Impianto 3: Connessione in ac tra inverter e quadro BT															
	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	8-1	15	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,1	0,1	0,4	
	8-2	10	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,7	0,1	0,3	
	8-3	16	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,2	0,1	0,4	
	8-4	32	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,0	0,2	0,7	
	8-5	42	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,6	0,3	0,9	
Sottocampo 2	9-1	72	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	4,5	0,6	1,6	
	9-2	66	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	4,1	0,5	1,5	
	9-3	59	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	3,7	0,5	1,3	
	9-4	16	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,2	0,1	0,4	
	9-5	10	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,7	0,1	0,3	
Sottocampo 3	10-1	73	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	4,5	0,6	1,6	
	10-2	22	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	1,4	0,2	0,5	
	10-3	11	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,8	0,1	0,3	
	10-4	34	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,1	0,3	0,8	
	10-5	40	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,5	0,3	0,9	
Sottocampo 4	11-1	30	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	1,9	0,2	0,7	
	11-2	16	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	1,2	0,1	0,4	
	11-3	9	5	800	238,2	240	0,16	0,08	550	0,63	344	0,7	0,1	0,2	
	11-4	23	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	1,4	0,2	0,5	
	11-5	37	5	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,63	388	2,3	0,3	0,8	

*Tabella 6 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico*

## **9. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE**

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] e permetterà il collegamento ai quadri MT della corrispondente cabina utente. 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.

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 cabine di trasformazione con la cabina utente;

sarà del tipo ARE4H5(AR)EX (o similari) unipolare, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", conformi alla specifica TERNA DC4385, ad elica visibile, e disposto a trifoglio negli scavi.

Si riportano di seguito le caratteristiche del cavo in MT:

**MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION**

## **ARE4H5(AR)EX AIR BAG™ COMPACT**

**Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV**  
**Triplex 12/20 kV and 18/30 kV**



**Norma di riferimento**  
**HD 620/IEC 60502-2**

**Descrizione del cavo**

**Anima**  
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

**Semiconduttivo interno**

Mescola estrusa

**Isolante**

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

**Semiconduttivo esterno**

Mescola estrusa

**Rivestimento protettivo**

Nastro semiconduttore igroespandente

**Schermatura**

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale  
(Rmax 3Ω/Km)

**Protezione meccanica**

Materiale Polimerico (Air Bag)

**Guaina**

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

**Marcatura**

PRYSMIAN (\*\*) ARE4H5(AR)EX <tensione>  
<sezione> <fase 1/2/3> <anno>

**Standard**

**HD 620/IEC 60502-2**

**Cable design**

**Core**

Compact stranded aluminium conductor

**Inner semi-conducting layer**

Extruded compound

**Insulation**

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

**Outer semi-conducting layer**

Extruded compound

**Protective layer**

Semiconductive watertight tape

**Screen**

Aluminium tape longitudinally applied  
(Rmax 3Ω/Km)

**Mechanical protection**

Polymeric material (Air Bag)

**Sheath**

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

**Marking**

PRYSMIAN (\*\*) ARE4H5(AR)EX <rated voltage>  
<cross-section> <phase 1/2/3> <year>

*Figura 11 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni tra le cabine di trasformazione e quelle di utenza*

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 tra:

- le cabine utenti con le cabine di consegna;
- le cabine di consegna con la cabina CP;

sarà del tipo cordato ad elica visibile, per posa interrata, con conduttori in Al, isolamento estruso a spessore ridotto in XLPE, schermo in Al e guaina in PE, protetto da tubazione in PVC opportunamente dimensionata. La sezione del cavo scelta per ogni connessione è pari a 185 mmq. 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>	
<b>Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV</b> <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 di polietilene reticolato (qualità DIX 8) <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>Guaina</b> Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2) <b>Marcatura</b> <b>PRYSMIAN (**)</b> ARE4H5EX <tensione> <sezione> <fase 1/2/3> <anno>	<b>Cable design</b> <b>Core</b> Compact stranded aluminium conductor <b>Inner semi-conducting layer</b> Extruded compound <b>Insulation</b> Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8) <b>Outer semi-conducting layer</b> Extruded compound <b>Protective layer</b> Semiconductive watertight tape <b>Screen</b> Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km) <b>Sheath</b> Polyethylene: red colour (DMP 2 type) <b>Marking</b> <b>PRYSMIAN (**)</b> ARE4H5EX <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
<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.	<b>Applications</b> According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Figura 12 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni in antenna tra le cabine di connessione e tra queste con la CP

## 9.2 Criterio di calcolo delle sezioni dei cavi in MT

Per le linee in media tensione relative al progetto, il criterio per la scelta della sezione dei conduttori è quello della massima caduta di tensione (c.d.t.) consentita, con la condizione che la massima densità di corrente ( e quindi la massima sovratemperatura rispetto all' ambiente) non superi i valori ritenuti di sicurezza. Per quanto riguarda il collegamento ad anello tra le cabine utenti e quelle di trasformazione per ognuno dei 3 impianti FV, il calcolo della sezione dei conduttori è stata effettuata in modo tale che in nessun punto della linea venisse superata la massima c.d.t. fissata. Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato nel seguente modo: fissato un valore della c.d.t. massima ammissibile per fase, si determinano i valori delle correnti "attive" e "reattive" delle correnti d'impiego prodotte dai sottocampi, si considerano poi le linee di collegamento caricate con le sole componenti reattive, calcolando il valore della c.d.t. massima reattiva (ipotizzando un valore di reattanza induttiva del cavo). Utilizzando

successivamente le sole componenti attive delle correnti, si definisce il valore della massima c.d.t. disponibile come differenza tra la c.d.t. massima iniziale e la c.d.t. massima "reattiva". A questo punto si può calcolare il valore della sezione del cavo, fissando un valore di resistività termica del conduttore. La sezione utilizzata nella progettazione sarà quella commerciale del cavo maggiore di quella calcolata.

La scelta 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.

Fissato un valore di  $\Delta V\%$  al 4% massimo, si evince dai calcoli la correttezza della scelta della sezione del cavo utilizzato.

Sarà infine effettuata la verifica termica, calcolando la portata reale del cavo scelto, verificando che questa sia maggiore della corrente massima trasportata dalla linea elettrica. 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;

$K_D$  è il coefficiente correttivo che tiene conto dell'effettiva condizione di posa;

$K_T$  rappresenta il coefficiente di correzione relativo alla temperatura del terreno;

$K_R$  è il coefficiente di correzione per valori di resistività termica del terreno [Km/W];

$K_P$  è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa;

Il valore finale della portata del cavo, tenuto conto delle varie condizioni di posa, questo deve essere superiore o al più uguale alla corrente di impiego calcolata nel 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 del sottocampo
- $V_N$  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.

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

Nelle tabella sottostante vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento dei cavi in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo i collegamenti ad anello, in cavo direttamente interrato, tra le cabine di trasformazione e la rispettiva cabina utente, per ciascuno dei 3 impianti del lotto.

IMPIANTO FV 1												
Sottocampo 1			Sottocampo 2			Sottocampo 3			Sottocampo 4			
lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	
28,9	26,0	11,17	46,2	41,6	17,88	52,0	46,8	20,11	52,0	46,8	20,11	
c.d.t. max [V]	c.d.t. max [%]	c.d.t. r. [V]	c.d.t. a. [V]	Xl [Ω/km]	ρ-All [mmq·Ω/m]		Lunghezza cavo tra CU T1 [m]	Lunghezza cavo tra T1-T2 [m]	Lunghezza cavo tra T2-T3 [m]	Lunghezza cavo tra T3-T4 [m]	Lunghezza cavo tra CU-T4 [m]	
11,55	0,10	1,67	9,88	0,12	0,036		375	40	45	40	450	
lz0	Kd	Kt-20°C	Kr	Kp-1 [m]	K_tot	lz	Sezione calcolata del cavo in MT - 20 kV [mmq]	Sezione commerciale del cavo in MT - 20 kV [mmq]				
350	0,71	1	1	1	0,71	248,5	105,0	185				

*Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU1 - Impianto 1*

IMPIANTO FV 2											
Sottocampo 1			Sottocampo 2			Sottocampo 3			Sottocampo 4		
lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.
36,1	32,5	13,97	52,0	46,8	20,11	52,0	46,8	20,11	52,0	46,8	20,11
c.d.t. max [V]	c.d.t. max [%]	c.d.t. r. [V]	c.d.t. a. [V]	Xl [ $\Omega$ /km]	q-All [mmq· $\Omega$ /m]		Lunghezza cavo tra CU-T1 [m]	Lunghezza cavo tra T1-T2 [m]	Lunghezza cavo tra T2-T3 [m]	Lunghezza cavo tra T3-T4 [m]	Lunghezza cavo tra CU-T4 [m]
15,01	0,13	3,15	11,86	0,11	0,036		670	45	80	80	810
lz0	Kd	Kt-20°C	Kr	Kp-1 [m]	K_tot	lz	Sezione calcolata del cavo in MT - 20 kV [mmq]	Sezione commerciale del cavo in MT - 20 kV [mmq]			
368	0,71	1	1	1	0,71	261,3	174	185			

*Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU2 - Impianto 2*

IMPIANTO FV 3											
Sottocampo 1			Sottocampo 2			Sottocampo 3			Sottocampo 4		
lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.
52,0	46,8	20,11	52,0	46,8	20,11	52,0	46,8	20,11	52,0	46,8	20,11
c.d.t. max [V]	c.d.t. max [%]	c.d.t. r. [V]	c.d.t. a. [V]	Xl [ $\Omega$ /km]	q-All [mmq· $\Omega$ /m]		Lunghezza cavo tra CU-T1 [m]	Lunghezza cavo tra T1-T2 [m]	Lunghezza cavo tra T2-T3 [m]	Lunghezza cavo tra T3-T4 [m]	Lunghezza cavo tra CU-T4 [m]
17,32	0,15	4,29	13,03	0,1	0,036		830	125	135	130	1220
lz0	Kd	Kt-20°C	Kr	Kp-1 [m]	K_tot	lz	Sezione calcolata del cavo in MT - 20 kV [mmq]	Sezione commerciale del cavo in MT - 20 kV [mmq]			
427	0,71	1	1	1	0,71	303,2	239	240			

*Tabella 9 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU3 - Impianto 3*

### 9.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine utenti e le cabine di consegna

Come già descritto 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). Per la connessione tra le cabine utenti e quelle di consegna, si è scelto un cavo in MT, avente una sezione nominale pari a 3x185 mmq, del tipo ARE4H5EX, interrato ad 1 m di profondità e protetto da tubazione in PVC il cui diametro esterno avrà un diametro minimo  $\Phi=160$  mm (superiore a 1,5 volte il diametro del cavo circoscritto).

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:  $U_0 = 12$  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 terre interrate
- Temperatura del terreno di riferimento: 20 [°C]
- Resistività termica del terreno: 1 [Km/W]

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 le cabine utenti e quelle di consegna.

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI</b>			
Collegamento	Tra la cabina CU1 e la cabina CC1	Tra la cabina CU3 e la cabina CC3	Tra la cabina CU3 e la cabina CC3
Lunghezza cavo (m)	10	10	10
Intensità di corrente (A)	166,1	194,3	218,2
Conduttori per fase	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	20	20	20
Coefficiente di correz.	1	1	1
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3	3
Profondità di posa (m)	1	1	1
Coefficiente di correz.	1	1	1
N. cavi per scavo	1	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1	1
Coefficiente totale	1,00	1,00	1,00
Sezione (mm <sup>2</sup> )	185	185	185
Portata ammissibile (A)	368	368	368
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,004	0,004	0,002
$\Delta V\%$ accumulata	0,00	0,01	0,01
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	0,18	0,25	0,17

*Tabella 10 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine utenti e le cabine di consegna*

### **9.2.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine di consegna e la Cabina Primaria**

Per la connessione tra le cabine di consegna e la CP "Racale", si è adottato un cavo in MT del tipo ARE4H5EX, avente una sezione nominale pari a 3x185 mmq, interrato ad 1 m di profondità e protetto da tubazione in PVC il cui diametro esterno avrà un diametro minimo  $\Phi=160$  mm. Nella tabella successiva sono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavo in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo il tratto di connessione tra le cabine di consegna e la CP "Racale", in cavo interrato protetto da tubazione.

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI</b>			
Collegamento	Tra la cabina CC1 e la CP	Tra la cabina CC2 e la CP	Tra la cabina CC2 e la CP
Lunghezza cavo (m)	110	130	150
Intensità di corrente (A)	166,1	194,3	218,2
Conduttori per fase	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	20	20	20
Coefficiente di correz.	1	1	1
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3	3
Profondità di posa (m)	1	1	1
Coefficiente di correz.	1	1	1
N. cavi per scavo	3	3	3
Coeffic. per n° di strati	0,74	0,74	0,74
Coefficiente totale	0,74	0,74	0,74
Sezione (mm <sup>2</sup> )	185	185	185
Portata ammissibile (A)	272	272	272
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,04	0,05	0,03
$\Delta V\%$ accumulata	0,04	0,09	0,12
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	2,0	3,2	2,6

*Tabella 11 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria*

Per quanto riguarda la connessione tra le cabine di consegna: CC1 con CC2 e CC2 con CC3, si adotta la stessa tipologia di cavo e sezione, come nel caso precedente.

## **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/o dai fusibili. Questi ultimi, se utilizzati, 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 supportabile 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 gli interruttori dei quadri BT, installati nei quadri elettrici in di ogni cabina di trasformazione, hanno un valore di corrente nominale  $I_n \geq 250,0$  [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 rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter.

### **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.

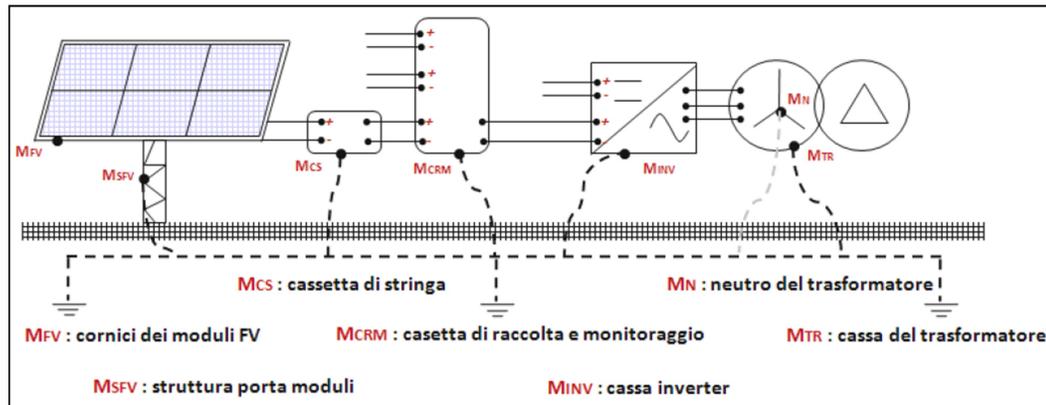
### **10.5 Servizi ausiliari (SA)**

Per il funzionamento degli impianti ausiliari dell'impianto FV, si utilizzerà una fornitura di bassa tensione, che alimenterà il quadro BT all'interno di ogni cabina di consegna. Ogni cabina, a sua volta, alimenterà i servizi ausiliari delle cabine di trasformazione, dislocate all'interno dell'area d'impianto.

### **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 14 seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.



*Figura 13 – 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 datidi 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:

- n.70 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 morsettiera 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, per un totale di 70 videocamere) 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 apparecchiate 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:

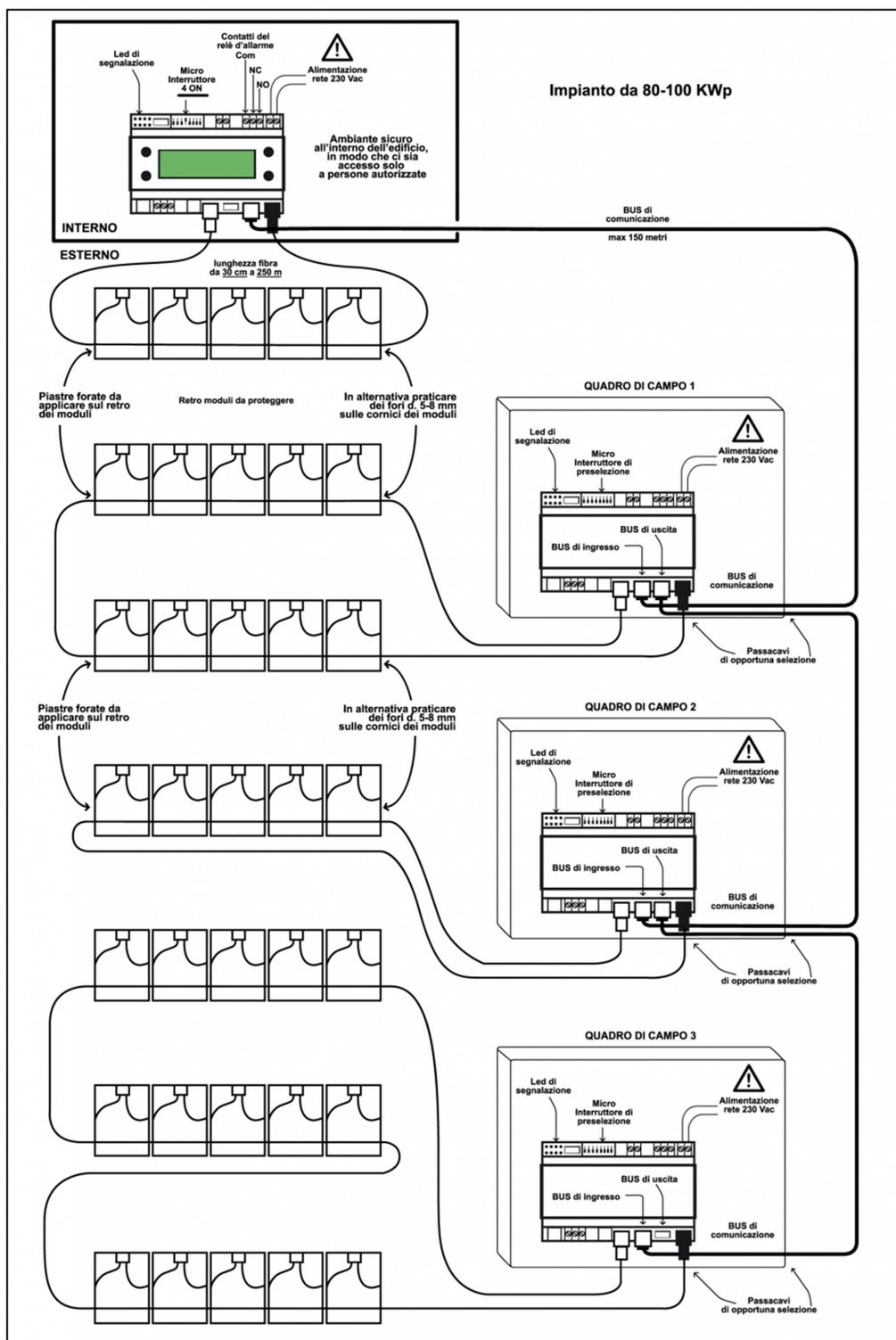


Figura 14 – Sistema di antifurto dei moduli FV

- la protezione delle cabine elettriche, utilizzando lo stesso principio sopra esposto, attraversando o creando una spirale 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 sgangiato 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 sgangiato di apertura e

sezionatore, predisposto per essere controllato da una protezione generale, composta dai seguenti relè:

- sovraccarico  $I >$ , 51;
- cortocircuito polifase (ritardata),  $I >>$ , 51;
- cortocircuito polifase (istantanea),  $I >>>$ , 50;
- guasto monofase a terra  $I_{o>}$  (51N);
- doppio guasto monofase a terra,  $I_{o>>}$ , 50N;
- 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**

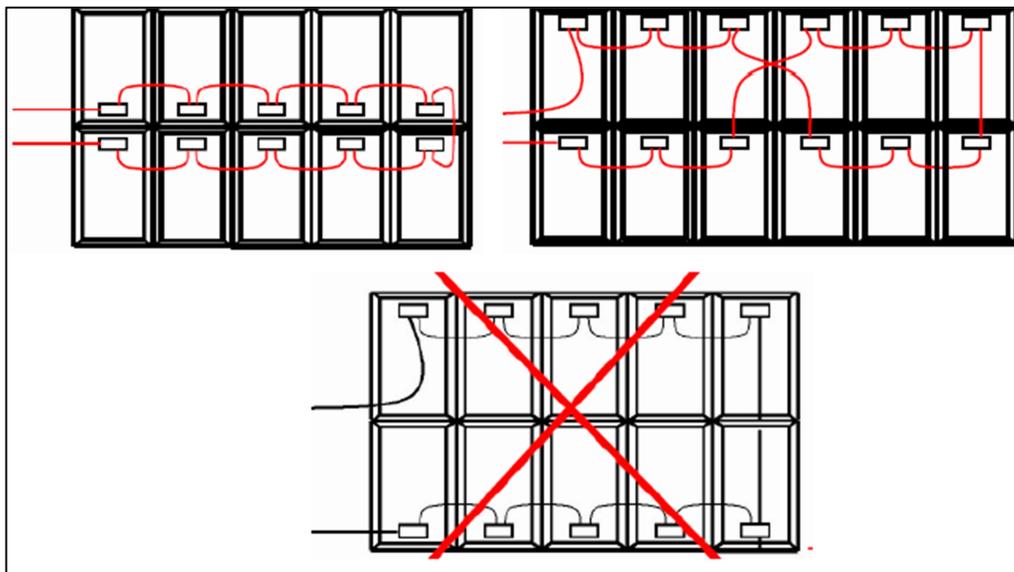
L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area. In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

#### **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 15 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni*

#### **14 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.

#### **14.1 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  $600 W/m^2$ .

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.

## **15 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 di collegamento tra i vari quadri elettrici in BT e MT, fino 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.

## **16 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.

### **16.1 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 interrate. 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:

- collegamenti tra le cabine di trasformazione fino alla connessione ai quadri MT delle rispettive cabine utenti (profondità minima di 1 m);
- connessioni in antenna tra le cabine utenti e quelle di consegna;
- connessioni tra le cabine di consegna ed infine ai quadri MT nella cabina CP (profondità minima di 1,0 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 defluenti 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 geomeccaniche 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 e di connessione tra cabine utenti e di consegna, saranno protetti da tubazioni in PVC 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.

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.

## **16.2 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:	5,0 m
Larghezza sezione di scavo:	6,2 m
Profondità sezione di scavo:	1,0 m
<u>Volume di scavo:</u>	$5,0 \times 6,2 \times 1,0 = 31,0 \text{ m}^3$
N. Cabine:	12
<u>Volume totale di scavo:</u>	$31 \times 12 = 372,0 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine di consegna

Lunghezza sezione di scavo:	7,45/7 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	3
<u>Volume totale di scavo:</u>	$(7 + 7,45 \times 2) \times 2,5 \times 0,5 = 27,4 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine utenti

Lunghezza sezione di scavo:	6,73 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	3
<u>Volume totale di scavo:</u>	$6,73 \times 2,5 \times 0,5 \times 3 = 25,2 \text{ m}^3$

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

Lunghezza sezione di scavo:	500 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	260 m <sup>3</sup>

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

Lunghezza sezione di scavo:	900 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	380 m <sup>3</sup>

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
<u>Volume Totale di scavo:</u>	$3.500 \times 0,5 \times 0,6 = 1.050 \text{ m}^3$

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

Lunghezza sezione di scavo:	1.980 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	1,0 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	1.920 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla CP

Lunghezza sezione di scavo:	150 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5-0,85 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	130 m <sup>3</sup>

### 16.3 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).

### 16.4 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.

## **17 DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI**

L'interramento del cavo in MT, comporterà la realizzazione di uno scavo a cielo aperto delle dimensioni di larghezza e profondità variabili di circa 0,5-0,9x0,6-1,0 m, per la lunghezza degli scavi. Le attività per la realizzazione dell'opera saranno le seguenti:

- Formazione di letto di sabbia, cm 10
- Posa orizzontale tubazione/i e passaggio cavo/i MT
- Posa di tritubo per la posa fibra ottica (se prevista)
- Riempimento con sabbia o pozzolana
- 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 (laddove necessario)
- Applicazione di posa emulsione bituminosa come strato di ancoraggio (laddove necessario).

Le opere 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.

## **18 CRONOPROGRAMMA**

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