



REGIONE PUGLIA

Comune di Canosa di Puglia (BT)



PROGETTO DEFINITIVO

Impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica tramite la tecnologia solare fotovoltaica della potenza di picco di 18,12 MWp e di produzione agricola della lavanda, olivi e foraggiere, da realizzarsi sulla stessa superficie di circa 28 ha nel Comune di Canosa di Puglia (BT) e con potenza di immissione alla rete Enel "CP Lamalunga" pari a 17,69 MW presente nel Comune di Minervino Murge (BT)

TITOLO

Relazione tecnica elettrica

PROGETTAZIONE

PROPONENTE



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



DS ITALIA 5 SRL

DS Italia 5 S.r.l.
Con sede legale a Roma (RM)
Piazza del Popolo, 18 - 00187
C.F. e P.IVA 15946581004

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
00	01/12/2021	Lauretti	Bartolazzi	DS Italia 5 S.r.l.	Relazione tecnica

N° DOCUMENTO

DVP-CNS-RTE

SCALA

--

FORMATO

A4

INDICE

INDICE DELLE FIGURE.....	3
INDICE DELLE TABELLE	3
1. PREMESSA	4
1.1 Oggetto e valenza dell’iniziativa	5
1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete MT	5
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	6
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	10
4.1 Sottocampi elettrici	10
4.2 Collegamenti elettrici	11
5. ELEMENTI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	11
5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe	12
5.2 Multi-MPPT String Inverter	13
5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT.....	16
5.4 Cabine elettriche di consegna (CC)	17
5.4.1 Dimensioni e quadri elettrici	18
5.5 Cabina Control room	20
5.6 Strutture di supporto dei moduli FV	21
6. POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE	22
6.1 Criterio progettuale	22
6.2 Irraggiamento solare	22
6.3 Energia prodotta dall’impianto FV.....	23
7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	24
8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	25
8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata	25
8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c.	26
8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc	27
8.1.3 Collegamento tra inverter e cabine di trasformazione BT/ MT.....	31
9. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	34
9.1 Caratteristiche dei cavi in MT.....	34
9.2 Calcolo delle sezioni dei cavi in MT interni all’impianto FV.....	36
9.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e cabina di consegna	37
9.4 Calcolo delle sezioni dei cavi in MT esterni all’impianto FV	40
10. SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE	43
10.1 Correnti di corto circuito dell’impianto FV	43
10.2 Protezione contro le sovracorrenti	43
10.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.....	45
10.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE.....	45

10.5 Servizi ausiliari (SA)	45
10.6 Impianto di terra.....	46
11. SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESSA IN RETE	47
12. IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE	47
12.1 Illuminazione del campo FV	48
12.2 Impianto di videosorveglianza	48
12.3 Impianto di rivelazione antintrusione	49
13. SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT	51
13.1 Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore	51
13.2 Protezione dai contatti diretti.....	53
13.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche.....	53
13.3.1 Fulminazione diretta	53
13.3.2 Fulminazione indiretta	53
14. NUOVO ALLACCIO PER SISTEMI AUSILIARI	54
15. PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO	54
15.1 Esame a vista e prove	55
16. MONTAGGIO DEI COMPONENTI	57
17. SCAVI E POZZETTI.....	58
17.1 Scavi	58
17.2 Tubo protettivo	59
17.3 Fibra ottica.....	59
18. PRESCRIZIONI TECNICHE PER LA POSA INTERRATA DEL CAVO IN MT	60
19. DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI	61
19.1 Bilancio produzione materiali di scavo.....	61
20. CRONOPROGRAMMA.....	63
20.1 Sequenza delle operazioni di costruzione ed attrezzature impiegabili	63
21. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	64

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell’impianto FV con indicazione della connessione alla CP Lamalunga in MT-20 kV</i>	<i>9</i>
<i>Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=550 Wp</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo fotovoltaico bifacciale da 550Wp</i>	<i>13</i>
<i>Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 215 kVA - caratteristiche tecniche.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 5 – Trasformatore da 1600 kVA BT/MT</i>	<i>17</i>
<i>Figura 6 – Vista frontale cabina di consegna tipo.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 7 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali</i>	<i>21</i>
<i>Figura 8 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell’impianto FV (PVSYST).....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 9 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni in antenna tra le cabine di connessione e tra queste con la CP</i>	<i>36</i>
<i>Figura 10 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore</i>	<i>46</i>
<i>Figura 11 – Sistema di antifurto dei moduli FV.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 12 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni</i>	<i>54</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabella 2 - Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli.</i>	<i>27</i>
<i>Tabella 3 – Caratteristiche dei sottocampi dell’impianto FV.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabella 4 - Dimensionamento cavi in corrente continua in BT di collegamento tra le stringhe e gli inverter</i>	<i>31</i>
<i>Tabella 5 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 6 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 1</i>	<i>38</i>
<i>Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 2</i>	<i>39</i>
<i>Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna-Impianto 3</i>	<i>40</i>
<i>Tabella 9 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 10 - Riepilogo dei dati di impianto</i>	<i>65</i>
<i>Tabella 11 - Risparmio di combustibile in TEP</i>	<i>65</i>
<i>Tabella 12 - Emissioni evitate in atmosfera</i>	<i>65</i>

1. PREMESSA

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di una centrale per la produzione di energia da fonte rinnovabile (Sole) tramite l'impiego di tecnologia fotovoltaica. La realizzazione dell'opera prevede l'utilizzo di moduli in silicio monocristallino installati a terra su strutture ad inseguimento solare; 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 Canosa di Puglia (BT) e della progettazione delle opere di connessione alla Cabina Primaria "Lamalunga", è la società DS ITALIA 5 S.r.l. che si occupa di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e servizi di progettazione di ingegneria integrata, con sede a Roma, in Piazza del Popolo, n.18, cap 00187 e C.F. e P.IVA 15946581004.

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 18.120,3 [kW], avente un valore di potenza in immissione massima di circa 17.690,2 [kW] (come da STMG).

Si evidenzia che la realizzazione del progetto consentirà di:

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

1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete MT

Nel preventivo di connessione trasmesso dalla Società E-Distribuzione in data 13/07/2021, (codice di rintracciabilità T0738632), è riportata la soluzione tecnica di connessione per una potenza in immissione di circa 17,69 MW, trifase, di un lotto di n.3 impianti di generazione da fonte rinnovabile (solare) ubicati in Strada Provinciale/Via Provinciale SP n.219, nel Comune di Canosa di Puglia (BT). Le opere di connessione alla rete sono situate sia nel Comune di Canosa di Puglia (BT) che di Minervino Murge (BT).

La soluzione di connessione prevede l'inserimento di n.3 cabine di consegna ciascuna ubicata nei pressi del relativo impianto di produzione, e collegate ad uno stallo MT dedicato nella CP "Lamalunga", previa sostituzione del trasformatore AT/MT verde. Le tre cabine di consegna verranno collegate a lobo tra di loro, mediante cavi interrati da 185 mmq e ciascuna infine si conetterà separatamente alla CP "Lamalunga" mediante un proprio cavo in MT della stessa sezione. La connessione prio cavo in all'installazione di un nuovo trasformatore avente una potenza di 40 MVA, sostituendo quello da 16 MVA attualmente in uso (verde) ed ale relative ed eventuali modifiche da apportare ad alcuni componenti della CP a seguito del cambio tra i due macchinari.

Inoltre, lato Terna, la realizzazione dei raccordi RTN (indicati nel preventivo di connessione) a 150 kV tra SE Melfi e la linea CP Melfi Fiat (EL-383) previsto dal Piano di Sviluppo Terna sono già state autorizzate, in riferimento al - *Decreto Interministeriale N.239/EL-383/315/2020 del 29 aprile 2020 Autorizzazione Terna raccordi dalla S.E. di "Melfi" all'elettrodotto "CP Melfi - CP Melfi Fiat" e ampliamento della S.E. di "Melfi", in comune di Melfi, in provincia di Potenza.*

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 involucri 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 "Canosa", è localizzato nella regione Puglia, in provincia di Barletta-Andria-Trani (BT), all'interno del territorio comunale di Canosa di Puglia. Le aree previste per la realizzazione dell'impianto (Area 1 in azzurro, Area 2 in verde, Area 3 in magenta in fig.1) e di tutte le opere necessarie alla connessione alla rete elettrica e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica, sono situate a circa 14,0 km in linea d'aria a Sud-Ovest rispetto al Comune di Canosa di Puglia (BT), a circa 12,0 km a Nord-Ovest del Comune di Minervino Murge (BT). L'impianto inoltre, dista in linea d'aria circa 2,0 km dalla Cabina Primaria "Lamalunga", ubicata nel Comune di Minervino Murge (BT).

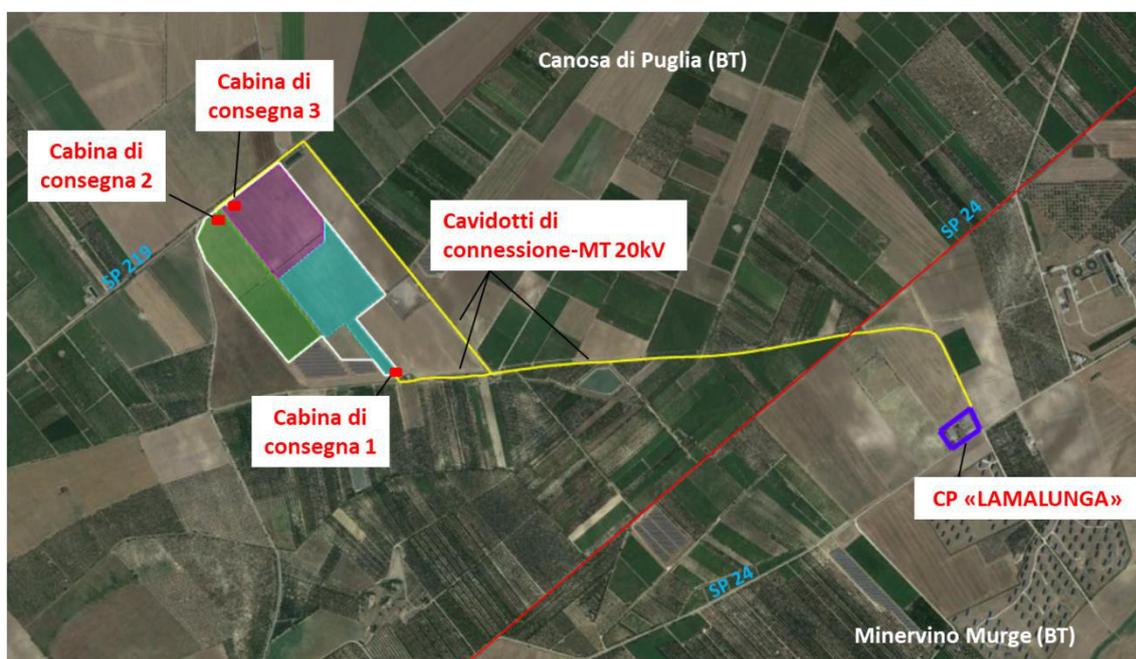


Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell'impianto FV con indicazione della connessione alla CP Lamalunga in MT-20 kV

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

COORDINATE UTM WGS-84		
	Latitudine	Longitudine
Area Impianto 1	4553627.15	578850.50
Area Impianto 2	4553673.10	578516.41
Area Impianto 3	4553893.12	578614.95
Cabina di consegna 1	4553366.58	579061.36
Cabina di consegna 2	4553936.50	578412.92
Cabina di consegna 3	4553963.60	578444.43
CP "Lamalunga"	4553189.65	581066.25

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 ad inseguimento solare, con asse di rotazione disposta verso Nord-Sud, su cui verranno montati moduli monocristallini bifacciali, con una potenza nominale installata di circa 18,12 MWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 550 Wp (in condizioni STC) della Risen, modello Titan, per un totale di circa 32.946 moduli fotovoltaici. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.34 moduli, per una potenza di stringa pari a circa 18,7 kWp. Verranno installati inverter multistringa del tipo SUN2000-215KTL della Huawei, aventi una potenza nominale in uscita trifase in alternata a 800 V pari a 215 kVA, per un totale di 92 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 sistemi ad inseguimento solari con pari prestazioni. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto FV.

4.1 Sottocampi elettrici

I quattro impianti fotovoltaici in oggetto, verranno realizzati su una superficie di terreno recintata avente un'estensione di circa 24,4 ha, suddivisa in tre aree, ognuna delle quali con il proprio impianto FV così descritti nel seguito:

Impianto 1 - Area 1:

- composto da 11.084 moduli FV da 550 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare, suddivisi in 326 stringhe collegate in parallelo a 31 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici in cui la potenza complessiva è pari a circa 6.096,2 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT1-A (del sottocampo 1) e CT1-B (del sottocampo 2) installate all'interno dell'area 1 d'impianto, le quali infine saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC1 mediante un cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza nominale pari a 1600 kVA, due per ogni cabina di trasformazione;

Impianto 2 - Area 2:

- composto da 10.642 moduli FV da 550 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare, suddivisi in 313 stringhe collegate in parallelo a 30 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici in cui la potenza complessiva è pari a circa 5.853,1 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT2-A (del sottocampo 1) e CT2-B (del sottocampo 2) installate

all'interno dell'area 1 d'impianto, le quali infine saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC2 mediante un cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza nominale pari a 1600 kVA, due per ogni cabina di trasformazione;

Impianto 3 - Area 3:

- composto da 11.220 moduli FV da 550 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare, suddivisi in 330 stringhe collegate in parallelo a 31 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. L'impianto verrà suddiviso in n.4 sottocampi elettrici in cui la potenza complessiva è pari a circa 6.171,0 kWp. Gli inverter verranno collegati ai rispettivi quadri in BT nelle cabine di trasformazione CT3-A (del sottocampo 1) e CT3-B (del sottocampo 2) installate all'interno dell'area 1 d'impianto, le quali infine saranno collegate in MT a 20 kV prima tra di loro e poi con la cabina di consegna CC3 mediante un cavidotto in MT interrato. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di n.4 trasformatori di potenza nominale pari a 1600 kVA, due per ogni cabina di trasformazione;

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

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.2 trasformatori trifase, del tipo DYn11. Le cabine poi saranno collegate in MT tra di loro ed infine con la rispettiva cabina di consegna CC lato utente. Le tre cabine di consegna lato E-Distribuzione, verranno connesse tramite cavo MT interrato a 20 kV, sia "a lobo" tra di loro che con la Cabina Primaria CP "Lamalunga".

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

5. ELEMENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli elementi del sistema fotovoltaico in progetto sono:

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

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

5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali del tipo Risen Titan, della potenza nominale di 550 Wp (o simili) 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.

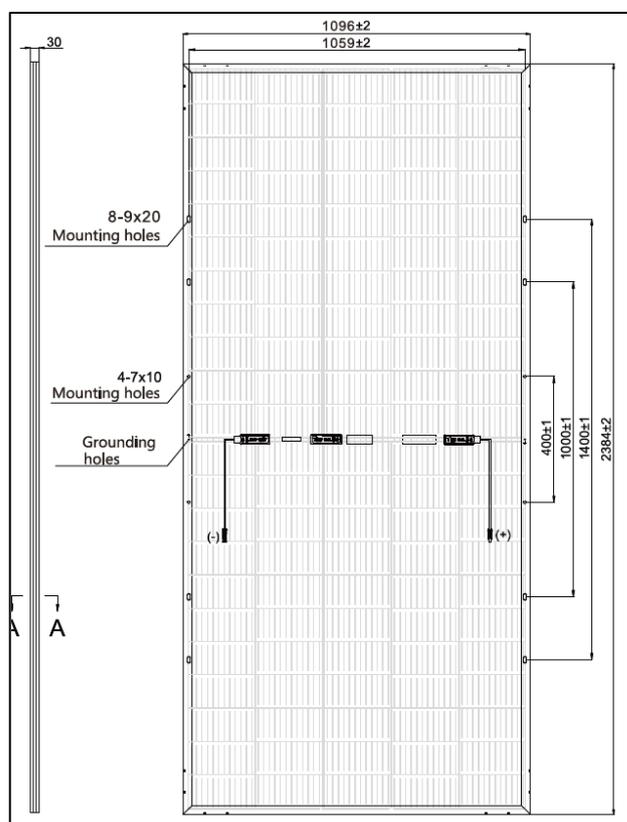


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - $P=550$ Wp

Ogni stringa di moduli sarà composta dal collegamento in serie di n.34 moduli FV e sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di guasti, ombreggiamenti, ecc... In Figura 3, sono rappresentate le caratteristiche costruttive del modulo*:

ELECTRICAL DATA (STC)					
Model Number	RSM110-8-535BMDG	RSM110-8-540BMDG	RSM110-8-545BMDG	RSM110-8-550BMDG	RSM110-8-555BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.66	37.88	38.10	38.32	38.54
Short Circuit Current-Isc(A)	18.07	18.13	18.18	18.23	18.28
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.36	31.56	31.76	31.96	32.16
Maximum Power Current-Imp(A)	17.07	17.12	17.17	17.22	17.27
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

MECHANICAL DATA	
Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	110 cells (5×11+5×11)
Module dimensions	2384×1096×30mm
Weight	33±0.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS	
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo fotovoltaico bifacciale da 550Wp

* 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 degli inseguitori solari. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei SUN2000-215KTL (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di 215 kVA ed tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Essi sono raccomandabili soprattutto se il generatore fotovoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato..

Tali dispositivi svolgono anche due altre importanti funzioni. Infatti, per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, si deve adeguare il generatore fotovoltaico al carico in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima

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

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



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

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

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

- all'alto rendimento, che indica quale percentuale dell'energia "immessa" sotto forma di corrente continua viene 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 14 entrate di stringa, con 3 inseguitori MPPT dedicati;

- al tipo di monitoraggio e protezione delle grandezze elettriche dell'impianto e all'interfaccia di comunicazione;
- alla gestione della temperatura, la quale influisce anche sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è quindi 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 del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al quadro in BT nella cabina di trasformazione mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, il valore di corrente, di tensione e l'energia prodotta dalle stringhe collegate. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di 92 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 DVP-CNS-IE-01/02/03.

5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT

Per l'impianto FV in oggetto saranno installate n.6 cabine elettriche di trasformazione, una per ciascun sottocampo del lotto FV (due per ogni impianto).

Tutte le cabine saranno suddivise in 3 locali in cui:

- il locale centrale contiene al proprio interno n.2 trasformatori trifasi isolati in resina, del tipo DYn11, rapporto di trasformazione pari a 800/20000, di potenza nominale pari a 1600 kVA, tensione d'isolamento pari a 24 kV e Vcc% pari al 6%, il quale hanno lo scopo di elevare la tensione da 800 V in BT fino a 20 kV in MT al punto di consegna dell'energia elettrica. L'immagine del trasformatore è riportata in Figura 5.

Gli altri 2 locali laterali includono rispettivamente:

- i quadri in BT, composti da fusibili a protezione delle linee di collegamento con gli inverter, interruttori magnetotermici per l'alimentazione di luci, FM e linee ausiliarie, un sistema di monitoraggio ed un quadro in BT composto da interruttori magnetotermici differenziali con corrente nominale pari a 1600 A;
- il quadro in MT a 20 kV isolato a 24 kV, ad SF6 per la distribuzione secondaria. E' un quadro in MT costituito da quadri di protezione trasformatore, da quadri di protezione linee mediante interruttori di manovra-sezionatori o interruttori-sezionatori e da quadri di misura. I dispositivi avranno un telaio a cassetto con isolamento in SF6 ed involucro in acciaio inox, completi di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

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

Si rimanda alla tavola allegata DVP-CNS-IE-06 che descrive la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione. Mentre la tavola allegata DVP-CNS-IE-04, riporta lo schema unifilare di connessione tra i vari quadri elettrici all'interno delle cabine e le cabine di consegna.



Figura 5 – Trasformatore da 1600 kVA BT/MT

5.4 Cabine elettriche di consegna (CC)

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

Saranno installate n.3 Cabine Elettriche di Consegna in Media Tensione per lo scambio/immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti FV. Le opere interesseranno le seguenti Particelle e Fogli del Comune di Canosa di Puglia (BT):

- Cabina di consegna 1: Foglio 82, Particella 59;
- Cabina di consegna 2: Foglio 82, Particella 61 e 62;
- Cabina di consegna 3: Foglio 82, Particella 401.

Tali cabine saranno realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali, in conformità alla specifica Enel DG2092 Ed.03. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate debbono essere del tipo omologato E-Distribuzione. La struttura sarà adibita all'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT e MT. I quadri elettrici saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori unificati DS 3055. La planimetria della cabina di consegna e lo schema unifilare di connessione con la CP Lamalunga, sono riportati nelle tavole DVP-CNS-IE-04 e DVP-CNS-IE-05 allegate al seguente progetto. Inoltre:

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

Di seguito una vista della cabina tipo in progetto:

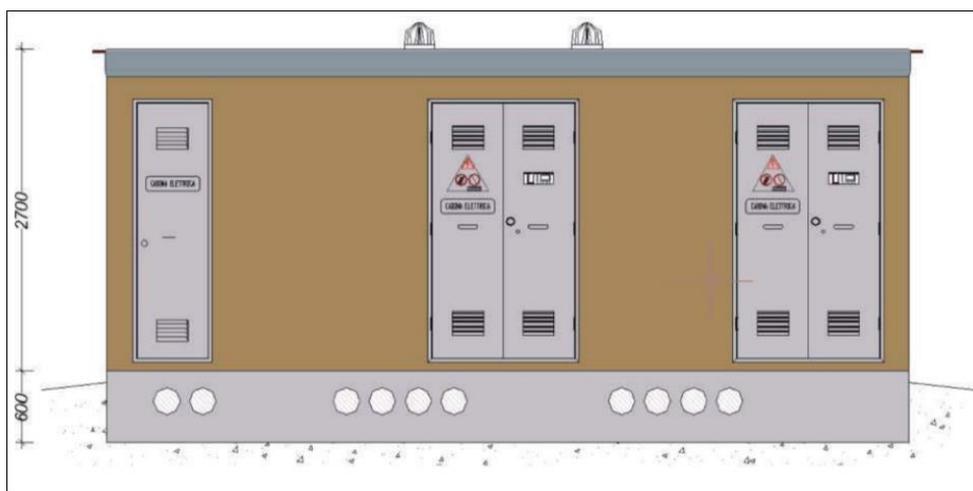


Figura 6 – Vista frontale cabina di consegna tipo

5.4.1 Dimensioni e quadri elettrici

Le dimensioni delle cabine sono pari a circa 7,45x2,5x2,7 m e ciascun fabbricato sarà suddiviso in tre vani: vano consegna, vano misure e vano per eventuale trafo. Nel primo

vano verranno alloggiati i sistemi di protezione in MT, i quadri in BT ed i sistemi di controllo, nel secondo vano il sistema di misura dell'energia scambiata con la rete in MT.

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

1) Cabina di consegna 1

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

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 3LEi del tipo DY900/3 – Matr. 162107 comprendente:
 - n°2 scomparti "L" di protezione linee (n.1 uscita verso la CP e n.1 uscita verso la cabina di consegna 3) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);
 - n°1 scomparti protezione linea consegna, con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);

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

- n°1 scomparti protezione linea consegna, con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre);

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 Cabina Control room

In prossimità della cabina utente CT2-B è prevista l'installazione di un container o cabina adibita ai servizi di monitoraggio e controllo dell'intero campo fotovoltaico, denominata Control room, le cui dimensioni sono pari a circa: 6,2x3,0x2,7 m. All'interno della control room, sono presenti i seguenti dispositivi principali:

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

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

Le grandezze controllate del sistema sono:

- potenza dell'inverter;
- tensione di campo dell'inverter;
- corrente di campo dell'inverter;
- irraggiamento solare;
- temperatura ambiente;
- velocità del vento;
- letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La cabina control room è riportata in dettaglio nella tavola allegata DVP-CNS-IE-07.

5.6 Strutture di supporto dei moduli FV

Le strutture di supporto che saranno utilizzate per il posizionamento dei moduli fotovoltaici sono del tipo inseguitori solari monoassiali (o similari): si tratta di un sistema costituito da un'asse di rotazione su cui vengono installati i moduli fotovoltaici il quale si posa su fondazioni a vite o a palo in acciaio zincato infisso direttamente nel terreno ed interrato ad una profondità opportuna, dipendente dal carico e dal tipo di terreno stesso. Il sistema è perfettamente compatibile con l'ambiente, non prevede che si impregnino le superfici, non danneggia il terreno e non richiede la realizzazione di plinti in cemento armato.

La tipologia di tracker monoassiale utilizzato nel progetto è del tipo 1 in portrait, con asse di rotazione rivolta in direzione Nord-Sud, che prevede il montaggio di n.1 modulo in orizzontale sull'asse di rotazione, come riportato nella figura 7 seguente, caso C:



Figura 7 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali

Il tracker orizzontale monoassiale, mediante opportuni dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0 °). Il sistema di backtracking inoltre controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, cioè ad inizio e fine giornata. La struttura del tracker è completamente adattabile in base alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito specifico e alla quantità di spazio di installazione disponibile. Tutte le parti in acciaio saranno galvanizzate in base alle condizioni ambientali del sito per raggiungere una durata di vita prevista di 25 anni. Un motore CA con attuatore lineare è installato su ciascuna struttura, ottenendo un livello superiore di affidabilità rispetto ai motori DC commerciali. L'alimentazione delle schede di controllo avviene tramite linea monofase a 230 V, 50 Hz o 60 Hz.

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra gli assi delle file è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 5,0 m. Le strutture di supporto dei moduli rispetteranno le disposizioni prescritte dalle Norme CNR-UNI, circolari ministeriali, etc. riguardanti le azioni dei fenomeni atmosferici, e le Norme vigenti riguardanti le sollecitazioni sismiche. Si precisa che nella fase esecutiva, e secondo le offerte del mercato, si potrà adottare

un sistema di ancoraggio simile a quello previsto e che permetta di mantenere le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico in progetto. Al termine della sua vita utile l'impianto sarà dismesso e le strutture saranno rimosse consentendo di riutilizzare il terreno a scopi agricoli. Si rimanda al disciplinare tecnico allegato per maggiori informazioni sulla tipologia di inseguitore solare adottata.

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. Sono state considerate separatamente le produzioni dei moduli FV montati su strutture a tracker rispetto a quelli installati su strutture fisse.

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 DVP-CNS-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 Canosa di Puglia (BT) nei diversi mesi del anno.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Gennaio	59.5	23.45	7.60	78.6	72.8	1359	1318	0.925
Febbraio	72.6	34.69	7.82	93.2	86.9	1626	1575	0.932
Marzo	117.8	53.22	11.03	149.1	140.2	2577	2486	0.920
Aprile	154.2	65.75	13.76	194.3	183.7	3327	3199	0.909
Maggio	197.3	68.63	19.43	255.0	242.6	4223	4048	0.876
Giugno	206.0	86.56	23.27	258.1	243.9	4252	4082	0.873
Luglio	223.9	74.46	26.38	289.3	274.5	4683	4490	0.856
Agosto	193.8	71.13	25.91	249.6	236.5	4068	3905	0.863
Settembre	139.1	51.84	20.65	179.7	169.9	2990	2878	0.884
Ottobre	105.6	42.48	17.29	136.6	127.9	2304	2227	0.899
Novembre	65.7	28.83	12.31	85.7	79.4	1463	1420	0.914
Dicembre	51.9	25.88	9.01	66.5	61.1	1145	1113	0.923
Anno	1587.4	626.93	16.26	2035.9	1919.3	34017	32740	0.888

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

Figura 8 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell'impianto FV (PVSYST).

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 9, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa **1.587,4 kWh/m² anno**.

6.3 Energia prodotta dall'impianto FV

La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico, risultato della simulazione, risulta essere pari a circa **32,9 [GWh/a]** mentre le ore di funzionamento equivalenti sono circa **1.815 [kWh/kWp/anno]**.

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

- un fermo per manutenzione, stimato in tre giorni all'anno: pertanto l'energia fornita dal sistema risulterà essere pari a circa **32.63,0 MWh/a**, come riportato di seguito:

$$E_{sist} = E_{prod} - (3 \times E_{prod}/365) = 32.63,0 \text{ [MWh/a]}$$

- l'energia prelevata per alimentare i motori elettrici degli inseguitori solari monoassiali ($\approx 600 \text{ kWh/MWp/anno}$), che è pari a circa **10,9 [MWh/a]**

$$E_{sist_Fin} = 32.63,0 - 10,9 = 32.619,1 \text{ [MWh/a]}$$

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

$$h_{equiv} = E_{sist}/P_{imp} = 32.619,1 [MWh/a] / 18,12 [MW] = 1.800 [kWh/kWp/anno].$$

La producibilità dell'impianto FV verrà riportata in dettaglio nella relazione allegata DVP-CNS-RP.

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:

$Voc_stringa(Tmin) < Vmax_inverter$
$Voc_stringa(Tmin) < Vmax_modulo$
$Isc_sottocampo(Tmax) < I_{max-mppt_inverter}$
$Vmp_stringa(Tmax) > Vmppt-min_inverter$
$Vmp_stringa(Tmin) < Vmppt-MAX_inverter$

nelle quali:

- $Voc_stringa(Tmin)$: 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;
- $Vmp_stringa(Tmin)$: rappresenta il valore di tensione di MPPT alla minima temperatura della stringa;
- $Vmp_stringa(Tmax)$: rappresenta il valore della tensione di MPPT alla massima temperatura della stringa;
- $Isc_sottocampo(Tmax)$: 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;
- $Vmppt-min_inverter$: è il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $Vmppt-MAX_inverter$: è il Valore di tensione di ingresso massimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $Vmppt-min_inverter$: rappresenta il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $Vmax_modulo$: Tensione massima assoluta dei pannelli;
- $Vmax_inverter$: Tensione massima assoluta dell'inverter.

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

- Inverter SUN2000-215KTL da 215 kVA con stringa da 34 moduli in serie del tipo Risen Titan da 550 Wp

<i>Condizioni da verificare</i>	<i>Verifica</i>
$V_{oc_stringa}(T_{min}) < V_{max_inverter}$	1398,0 V < 1500 V
$V_{oc_stringa}(T_{min}) < V_{max_modulo}$	1398,0 V < 1500 V
$I_{sc_sottocampo}(T_{max}) < I_{max_mppt_inverter}$	204,1 A < 300 A
$V_{mp_stringa}(T_{max}) > V_{mppt_min_inverter}$	964,4 V > 500 V
$V_{mp_stringa}(T_{min}) < V_{mppt_MAX_inverter}$	1181,7 V < 1500 V

Tabella 1 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe

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

8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

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

8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata

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

- tensione massima compatibile con quella del sistema elettrico;
- il dimensionamento dei cavi elettrici sarà dettato dall'esigenza di limitare la caduta di tensione e, quindi, le perdite di potenza sul lato corrente continua ed alternata. Ai sensi della guida CEI 82-25, 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 ed i trasformatori BT/MT, nei quali si impiegheranno cavi di tipo tradizionale direttamente interrati, ad esempio del tipo FG16R16 0,6/1 kV (o similari) in quanto sono solitamente non soggetti all'irraggiamento diretto da luce solare e possono essere direttamente interrati.

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

$$I_z \geq I_{mpp}$$

dove

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

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi che collegano i moduli tra di loro a formare una stringa e tra quest'ultima ed il proprio inverter, sono stati scelti con una portata maggiore rispetto alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe. La posa dei cavi interrati avrà una profondità minima pari a 0,6 m rispetto alla superficie del terreno.

8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c.

L'interconnessione in serie tra i moduli verrà realizzata con cavi solari unipolari in gomma, del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati dietro le strutture dei moduli in canaline ed aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Come meglio specificato nel paragrafo 4 precedente, con i moduli scelti da 550 W, si possono formare stringhe da 34 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 68 m (in c.c.) per ogni sottocampo dell'impianto FV. Si possono inoltre evincere sia il valore della caduta di tensione percentuale relativa al tratto di linea di collegamento dei moduli (cdt%), sia la perdita di potenza totale corrispondente a tutte le 969 stringhe dell'impianto FV ed indicata con ΔP totale:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	68	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	17,22	[A]
Tensione	1086,6	[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 %	0,91	%
ΔP stringa	169,4	[W]
ΔP totale	164,1	[kW]
$\Delta P\%$ totale	0,91	%

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

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

8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su tre aree distinte, già evidenziate in dettaglio nel paragrafo 3.1. Di seguito una tabella riassuntiva che descrive le tre aree dal punto di vista elettrico e dei sottocampi:

		N. Inverter	N. Stringhe per Inverter	N. stringhe	N. moduli	Potenza Sottocampo [kW]	Potenza Totale [MW]	Cabine di trasformazione	Cabine consegna
Impianto 1	sottocampo 1	7	11 str per 4 inv 10 str per 3 inv	74	2516	1383,8	6,096	CT1B	CC1
	sottocampo 2	8	11 str per 4 inv 10 str per 4 inv	84	2856	1570,8			
	sottocampo 3	8	11 str per 4 inv 10 str per 4 inv	84	2856	1570,8		CT1A	
	sottocampo 4	8	11 str per 4 inv 10 str per 4 inv	84	2856	1570,8			
Impianto 2	sottocampo 1	8	11 str per 4 inv 10 str per 4 inv	84	2856	1570,8	5,853	CT2A	CC2
	sottocampo 2	7	11 str per 3 inv 10 str per 4 inv	73	2482	1365,1			
	sottocampo 3	8	11 str per 3 inv 10 str per 5 inv	83	2822	1552,1		CT2B	
	sottocampo 4	7	11 str per 3 inv 10 str per 4 inv	73	2482	1365,1			
Impianto 3	sottocampo 1	8	11 str per 5 inv 10 str per 3 inv	85	2890	1589,5	6,171	CT3A	CC3
	sottocampo 2	8	11 str per 5 inv 10 str per 3 inv	85	2890	1589,5			
	sottocampo 3	8	11 str per 5 inv 10 str per 3 inv	85	2890	1589,5		CT3B	
	sottocampo 4	7	11 str per 5 inv 10 str per 2 inv	75	2550	1402,5			
TOTALE		92		TOTALE	TOTALE	MW	TOTALE	TOTALE	TOTALE
				969	32946	18,1203	18,12	6	4

Tabella 3 – Caratteristiche dei sottocampi dell’impianto FV

Il collegamento elettrico tra la singola stringa e l’inverter avverrà mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli in canaline per la maggior parte del percorso e interrati per tratti minori fino all’inverter, aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Ricordiamo che ciascuna stringa è composta dal collegamento in serie di 34 moduli della potenza di 550 Wp ciascuno e gli inverter dell’impianto avranno in ingresso un numero di stringhe pari a 11 o 10, per un totale di 969 stringhe.

Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% massime e minime per ciascun sottocampo dell’impianto FV, relative rispettivamente alla massima ed alla minima lunghezza di connessione tra stringa e inverter di ogni sottocampo dei tre impianti. Le lunghezze minima e massima di collegamento tra stringa e inverter sono le stesse per ogni impianto.

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

Aree 1,2,3 - Per ogni sottocampo		
Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	2	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	17,22	[A]
Tensione	1086,6	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,63	
Portata reale	44,1	[A]
cdt %	0,027	%
ΔP stringa	4,98	[W]

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

Aree 1,2,3 - Per ogni sottocampo		
Collegamento massimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	70	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	17,22	[A]
Tensione	1086,64	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,63	
Portata reale	44,1	[A]
cdt %	0,93	%
ΔP stringa	174,4	[W]

Nelle tabelle sottostanti sono riportati i calcoli delle perdite di potenza nei collegamenti elettrici tra le stringhe ed i relativi inverter, per cavi aventi una sezione nominale di 6 [mmq], per ciascuno dei 3 impianti costituenti il lotto:

	Impianto 1 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]														
	Sottocampo 1							Sottocampo 2							
	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7	INV8	INV9	INV10	INV11	INV12	INV13	INV14	INV15
Lunghezza stringhe	370	230	300	240	250	200	280	280	200	300	270	240	240	240	280
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22
Tensione [V]	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	0,92	0,57	0,75	0,60	0,62	0,50	0,70	0,70	0,50	0,75	0,67	0,60	0,60	0,60	0,70
ΔP totale sottocampo [kW]	9,76														

	Impianto 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								
	INV16	INV17	INV18	INV19	INV20	INV21	INV22	INV23	INV24	INV25	INV26	INV27	INV28	INV29	INV30	INV31
Lunghezza stringhe	220	230	250	260	260	220	220	540	240	260	500	210	250	240	270	270
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22
Tensione [V]	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	0,55	0,62	0,65	0,57	0,65	0,55	0,55	1,35	0,60	1,25	0,52	0,62	0,52	0,62	0,60	0,67
ΔP totale sottocampo [kW]	10,88															

	Impianto 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							
	INV32	INV33	INV34	INV35	INV36	INV37	INV38	INV39	INV40	INV41	INV42	INV43	INV44	INV45	INV46
Lunghezza stringhe	250	240	220	220	240	250	270	280	200	280	180	270	220	230	240
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22
Tensione [V]	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	0,62	0,60	0,55	0,55	0,60	0,62	0,67	0,70	0,50	0,70	0,45	0,67	0,55	0,57	0,60
ΔP totale sottocampo [kW]	8,94														

	Impianto 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							
	INV47	INV48	INV49	INV50	INV51	INV52	INV53	INV54	INV55	INV56	INV57	INV58	INV59	INV60	INV61
Lunghezza stringhe	220	240	260	240	460	270	240	500	240	240	230	230	250	430	240
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22
Tensione [V]	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	0,62	0,60	0,65	0,60	1,15	0,67	0,60	1,25	0,60	0,60	0,57	0,57	0,62	1,07	0,60
ΔP totale sottocampo [kW]	10,8														

	Impianto 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							
	INV62	INV63	INV64	INV65	INV66	INV67	INV68	INV69	INV70	INV71	INV72	INV73	INV74	INV75	INV76	INV77
Lunghezza stringhe	170	220	220	260	220	450	240	240	240	200	220	240	240	240	270	170
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,34	17,34
Tensione [V]	1086,64	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,64	1086,64	1086,64	1086,64	1086,6	1086,6	1038
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ΔP parziale [kW]	0,42	0,55	0,55	0,65	0,55	1,12	0,60	0,60	0,60	0,50	0,55	0,60	0,60	0,60	0,68	0,43
ΔP totale sottocampo [kW]	9,58															

	Impianto 3 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]															
	Sottocampo 1								Sottocampo 4							
	INV78	INV79	INV80	INV81	INV82	INV83	INV84	INV85	INV86	INV87	INV88	INV89	INV90	INV91	INV92	
Lunghezza stringhe	220	430	260	320	540	200	260	260	260	280	230	400	400	220	270	
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	
I carico [A]	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,34	
Tensione [V]	1086,64	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6	1086,64	1086,64	1086,64	1086,64	1086,64	1086,6	
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Coeffic. Riduz.	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Portata reale [A]	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
ΔP parziale [kW]	0,55	1,07	0,65	0,80	1,35	0,50	0,65	0,65	0,65	0,70	0,57	1,00	1,00	0,55	0,68	
ΔP totale sottocampo [kW]	11,34															

Tabella 4 - 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 campo fotovoltaico è composto da n.92 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. La sezione commerciale del cavo scelto per i collegamenti nei 6 sottocampi è pari a 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). Si rimanda per maggior dettaglio alla tavola allegata DVP-CNS-IE-08.

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 - [m]														
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	1	453	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	17,1	1,6	3,7
	2	398	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	15,0	1,4	3,2
	3	356	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	13,4	1,2	2,9
	4	290	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	10,9	1,0	2,4
	5	320	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	12,1	1,1	2,6
	6	350	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	13,2	1,2	2,8
	7	435	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	16,4	1,5	3,5
Sottocampo 2	8	430	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	16,2	1,5	3,5
	9	490	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	18,5	1,7	4,0
	10	525	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	19,8	1,8	4,3
	11	560	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	21,1	1,9	4,6
	12	383	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	14,5	1,3	3,1
	13	423	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	16,0	1,5	3,4
	14	453	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,1	1,6	3,7
	15	518	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	19,6	1,8	4,2
Sottocampo 3	16	468	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,7	1,6	3,8
	17	453	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,1	1,6	3,7
	18	403	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,2	1,4	3,3
	19	363	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,7	1,3	3,0
	20	373	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	14,1	1,3	3,0
	21	403	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,2	1,4	3,3
	22	322	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	12,2	1,1	2,6
	23	288	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	10,9	1,0	2,3
Sottocampo 4	24	345	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,0	1,2	2,8
	25	350	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,2	1,2	2,8
	26	300	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,3	1,0	2,4
	27	300	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,3	1,0	2,4
	28	290	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	10,9	1,0	2,4
	29	225	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,5	0,8	1,8
	30	155	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	5,9	0,5	1,3
	31	70	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	2,6	0,2	0,6

	Impianto 2: Connessione in ac tra inverter e quadro BT - [m]													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	32	465	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	17,6	1,6	3,8
	33	415	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	15,7	1,4	3,4
	34	370	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	14,0	1,3	3,0
	35	300	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	11,3	1,0	2,4
	36	255	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	9,6	0,9	2,1
	37	205	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	7,7	0,7	1,7
	38	165	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	6,2	0,6	1,3
Sottocampo 2	39	140	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	5,3	0,5	1,1
	40	75	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	2,8	0,3	0,6
	41	110	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	4,2	0,4	0,9
	42	20	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	0,8	0,1	0,2
	43	75	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	2,8	0,3	0,6
	44	140	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	5,3	0,5	1,1
Sottocampo 3	45	175	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	6,6	0,6	1,4
	46	220	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,3	0,8	1,8
	47	615	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	23,2	2,1	5,0
	48	580	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	21,9	2,0	4,7
	49	555	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	21,0	1,9	4,5
	50	495	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	18,7	1,7	4,0
	51	460	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,4	1,6	3,7
Sottocampo 4	52	420	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,9	1,5	3,4
	53	485	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	18,3	1,7	3,9
	54	395	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	14,9	1,4	3,2
	55	475	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,9	1,7	3,9
	56	450	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,0	1,6	3,7
	57	405	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,3	1,4	3,3
Sottocampo 4	58	350	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,2	1,2	2,8
	59	325	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	12,3	1,1	2,6
	60	385	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	14,5	1,3	3,1
	61	360	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,6	1,3	2,9

	Impianto 3: Connessione in ac tra inverter e quadro BT - [m]													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	62	335	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	12,6	1,2	2,7
	63	270	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	10,2	0,9	2,2
	64	205	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	7,7	0,7	1,7
	65	145	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	5,5	0,5	1,2
	66	30	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	1,1	0,1	0,2
	67	85	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	3,2	0,3	0,7
	68	175	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	6,6	0,6	1,4
Sottocampo 2	69	215	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	8,1	0,7	1,7
	70	245	8	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335	9,3	0,9	2,0
	71	300	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,3	1,0	2,4
	72	120	10	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,5	0,4	1,0
	73	155	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	5,9	0,5	1,3
	74	185	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	7,0	0,6	1,5
	75	225	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,5	0,8	1,8
Sottocampo 3	76	255	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	9,6	0,9	2,1
	77	315	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,9	1,1	2,6
	78	190	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	7,2	0,7	1,5
	79	235	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,9	0,8	1,9
	80	270	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	10,2	0,9	2,2
	81	335	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	12,6	1,2	2,7
	82	340	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	12,8	1,2	2,8
Sottocampo 4	83	365	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,8	1,3	3,0
	84	295	12	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,1	1,0	2,4
	85	325	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	12,3	1,1	2,6
	86	365	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	13,8	1,3	3,0
	87	380	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	14,3	1,3	3,1
	88	435	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	16,4	1,5	3,5
	89	450	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	17,0	1,6	3,7
	90	410	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	15,5	1,4	3,3
	91	360	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	13,6	1,3	2,9
	92	270	6	1086,64	144,4	300	0,13	0,079	620	0,583	361	10,2	0,9	2,2

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

9. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

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

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

9.1 Caratteristiche dei cavi in MT

Il cavo utilizzato in MT per la connessione tra:

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

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

Si riportano di seguito le caratteristiche del cavo in MT:

ARE4H5(AR)E AIR BAG™ COMPACT	
	
<p>Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV <i>Single core 12/20 kV and 18/30 kV</i></p>	
<p>Norma di riferimento HD 620/IEC 60502-2</p>	<p>Standard HD 620/IEC 60502-2</p>
<p>Descrizione del cavo</p> <p>Anima Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio</p> <p>Semiconduttivo interno Mescola estrusa</p> <p>Isolante Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)</p> <p>Semiconduttivo esterno Mescola estrusa</p> <p>Rivestimento protettivo Nastro semiconduttore igroespandente</p> <p>Schermatura Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)</p> <p>Protezione meccanica Materiale Polimerico (Air Bag)</p> <p>Guaina Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)</p> <p>Marcatura PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)E <tensione> <sezione> <fase 1/2/3> <anno></p> <p>(**) sigla sito produttivo</p> <p>Marcatura in rilievo ogni metro Marcatura metrica ad inchiostro</p>	<p>Cable design</p> <p>Core Compact stranded aluminium conductor</p> <p>Inner semi-conducting layer Extruded compound</p> <p>Insulation Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)</p> <p>Outer semi-conducting layer Extruded compound</p> <p>Protective layer Semiconductive watertight tape</p> <p>Screen Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)</p> <p>Mechanical protection Polymeric material (Air Bag)</p> <p>Sheath Polyethylene: red colour (DMP 2 type)</p> <p>Marking PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)E <rated voltage> <cross-section> <phase 1/2/3> <year></p> <p>(**) production site label</p> <p>Embossed marking each meter Ink-jet meter marking</p>
<p>Applicazioni Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.</p>	<p>Applications According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.</p>

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 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 tubo di Al e guaina in PE. 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:

ARE4H5EX COMPACT	
<p>Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV <i>Triplex 12/20 kV and 18/30 kV</i></p> 	
<p>Norma di riferimento HD 620/IEC 60502-2</p>	<p>Standard HD 620/IEC 60502-2</p>
<p>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) Gualna Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2) Marcatura PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <tensione> <sezione> <fase 1/2/3> <anno></p> <p>(**) sigla sito produttivo</p> <p>Marcatura in rilievo ogni metro Marcatura metrica ad inchiostro</p>	<p>Cable design Core <i>Compact stranded aluminium conductor</i> Inner semi-conducting layer <i>Extruded compound</i> Insulation <i>Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)</i> Outer semi-conducting layer <i>Extruded compound</i> Protective layer <i>Semiconductive watertight tape</i> Screen <i>Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)</i> Sheath <i>Polyethylene: red colour (DMP 2 type)</i> Marking <i>PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <rated voltage> <cross-section> <phase 1/2/3> <year></i></p> <p>(**) production site label</p> <p><i>Embossed marking each meter</i> <i>Ink-jet meter marking</i></p>
<p>Applicazioni Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.</p>	<p>Applications <i>According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.</i></p>

Figura 9 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni in antenna tra le cabine di connessione e tra queste con la CP

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

L'energia prodotta da ciascun sottocampo, dopo essere stata convertita in alternata nei convertitori statici di potenza andrà ad alimentare il proprio trasformatore trifase posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Quest'ultimo eleverà la tensione fino a 20 [kV] in alternata e permetterà il collegamento ai quadri MT della corrispondente cabina di consegna. Tutti i collegamenti elettrici in MT avverranno in

cavidotti interrati e per il dimensionamento dei cavi è previsto il posizionamento nello scavo ad una profondità minima di 1 m dal livello di superficie del terreno.

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

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

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

dove:

- P_N è la potenza nominale del sottocampo
- V_N è la corrispondente tensione nominale di 20 [kV]
- $\cos(\varphi)$ che corrisponde al fattore di carico, pari a 0,95.

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

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

9.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e cabina di consegna

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

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 1		
Tipo di collegamento	Tra la cabina CT1B e la cabina CT1A	Tra la cabina CT1A e la cabina CC1
Lunghezza cavo (m)	266	12
Intensità di corrente (A)	90	185
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96
Sezione (mm ²)	95	185
Portata ammissibile (A)	159	337
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,09	0,00
$\Delta V\%$ accumulata	0,09	0,09
ΔP per ogni tratto (kW)	2,7	0,3

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

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 2		
Tipo di collegamento	Tra la cabina CT2B e la cabina CT2A	Tra la cabina CT2A e la cabina CC2
Lunghezza cavo (m)	10	10
Intensità di corrente (A)	89	178
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96
Sezione (mm ²)	95	185
Portata ammissibile (A)	159	337
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,003	0,004
$\Delta V\%$ accumulata	0,003	0,007
ΔP per ogni tratto (kW)	0,10	0,2

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

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT-IMPIANTO 3		
Tipo di collegamento	Tra la cabina CT3B e la cabina CT3A	Tra la cabina CT3A e la cabina CC3
Lunghezza cavo (m)	10	10
Intensità di corrente (A)	97	188
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	2	2
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	1,00	1,00
Sezione (mm ²)	95	185
Portata ammissibile (A)	244	350
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,004	0,004
$\Delta V\%$ accumulata	0,004	0,004
ΔP per ogni tratto (kW)	0,1	0,2

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

9.4 Calcolo delle sezioni dei cavi in MT esterni all'impianto FV

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

Nel seguito si elencano i parametri elettrici del suddetto collegamento:

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

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

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

- Profondità Posa: 1,2 m fino a n.3 terne interrate
- Temperatura del terreno di riferimento: 25°C
- Resistività termica del terreno: 1 Km/W

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

La formula per il calcolo della portata è la seguente:

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

dove:

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

K_D è il coefficiente correttivo che tiene conto dell'effettiva condizione di posa (in tubo protettivo) che, nel nostro caso è pari a 0,61 considerando n.3 tubi per scavo;

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

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

K_P è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa. Assumendo che il cavo venga interrato ad una profondità di 1,2 m, il coefficiente assume il valore di 0,98;

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

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

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

dove:

- P_n è la potenza nominale dell'impianto FV [kW];
- V_n è la corrispondente tensione nominale di 20 [kV];
- $\cos(\varphi)$ o fattore di potenza, assunto pari a 0,95.

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 di consegna e la CP "Lamalunga", in cavo interrato protetto da tubazione.

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI MT- 185 [mmq]			
Tipo di collegamento	Tra la cabina di consegna n.1 e la CP	Tra la cabina di consegna n.2 e la CP	Tra la cabina di consegna n.3 e la CP
Lunghezza cavo (m)	2300	3420	3380
Intensità di corrente (A)	185,2	177,9	187,5
Conduttori per fase	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1
Posa in tubo-trifoglio	0,61	0,61	0,61
Profondità di posa (m)	1,2	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98	0,98
N. cavi per scavo	3	3	3
Coefficiente totale	0,57	0,57	0,57
Sezione (mm ²)	185	185	185
Portata ammissibile (A)	211,2	211,2	211,2
$\Delta V\%$ sul tratto di cavo	0,9	1,3	1,4
ΔP (kW)	52	71	78

Tabella 9 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria

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

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

Verifica della portata:

Considerato il valore di portata di un cavo commerciale del tipo ARE4H5EX, ad elica visibile, 12/20 kV, sezione 3x1x185 mmq pari a 368 A ed i coefficienti correttivi della

portata come da catalogo, si ottiene un valore di I_z pari a circa 211,2 A, superiore in questo caso alle correnti d'impiego del circuito.

Verifica della massima caduta di tensione:

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

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

dove:

ΔV 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 [Ω /km];

X_l , è il valore della reattanza del cavo elettrico [Ω /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.

10. SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE

10.1 Correnti di corto circuito dell'impianto FV

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

10.2 Protezione contro le sovracorrenti

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

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

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

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

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

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

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

I fusibili verranno scelti in base alla seguente condizione:

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

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

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

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

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

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

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

10.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.

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

10.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE

Tutte le apparecchiature dovranno essere progettate e costruite in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici. Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi dovranno essere conformi ai requisiti delle Direttive Europee n. 89/336/CEE "Direttiva EMC" e successive modifiche ed in accordo alla direttiva n° 93/68/CEE nonché a quanto prescritto dalla Norma CEI 210. Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi dovranno avere marcatura "CE" e dovranno essere in accordo alle prescrizioni contenute nelle Norme di riferimento. In particolare per i sistemi di controllo e protezione, ed in generale per gli impianti ausiliari, sarà adottato un adeguato sistema di protezione, per ridurre la penetrazione del campo magnetico nelle apparecchiature e realizzare l'equipotenzialità elettrica fra ciascun apparecchio e l'impianto di terra. Dovranno essere tenuti in considerazione ulteriori e più specifici criteri di installazione desunti dalle norme di riferimento.

10.5 Servizi ausiliari (SA)

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

I servizi ausiliari del campo FV sono suddivisi in:

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

Per utenze "privilegiate" si intendono le seguenti:

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

10.6 Impianto di terra

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

In Figura 11 seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.

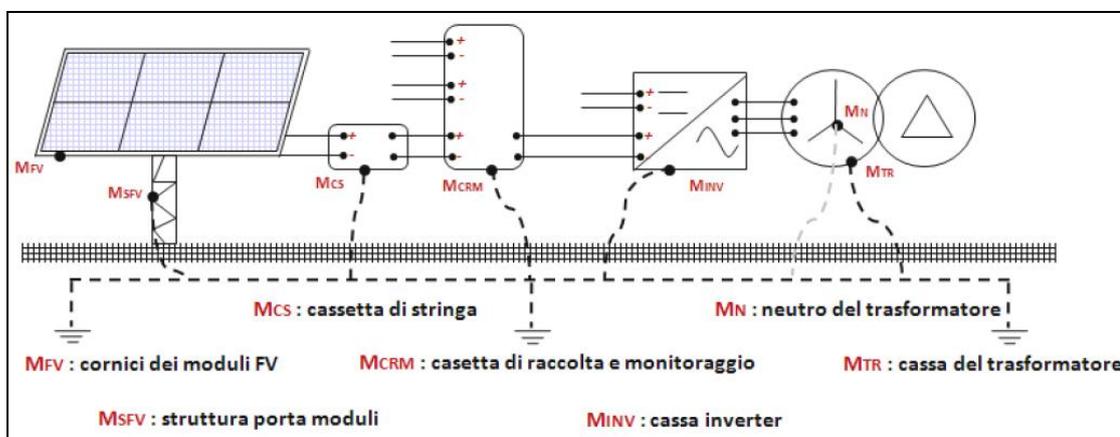


Figura 10 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore

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 tracker e fissi;
- l'anello di terra della cabina utente;
- l'anello metallico della control room;
- l'anello metallico delle cabine inverter-trasformazione.

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

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

11. SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODotta ED IMMESA IN RETE

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

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

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

12. IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE

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

12.1 Illuminazione del campo FV

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

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

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

Per le lampade verranno impegnate:

- lampade a LED a basso assorbimento di energia.

L'impianto sarà tale da garantire un illuminamento medio al suolo lungo le strade perimetrali, non inferiore a 5 [lux]. Tutto l'impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente: a tal fine, le armature illuminanti dovranno essere del tipo in Classe II, le connessioni dovranno essere effettuate alla base del palo, impiegando 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) assieme al rispettivo corpo illuminante (che si attiverà in caso di allarme/intrusione). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. Il sistema di videosorveglianza è complementare al sistema del cavo microforato e sarà composto indicativamente da:

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

Le telecamere, equipaggiate con convertitori analogici/digitali a bordo, dovranno essere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini mediante conduttori in fibra ottica secondo una topologia di rete point-to-

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

12.3 Impianto di rivelazione antintrusione

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

Con questo sistema si possono realizzare:

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

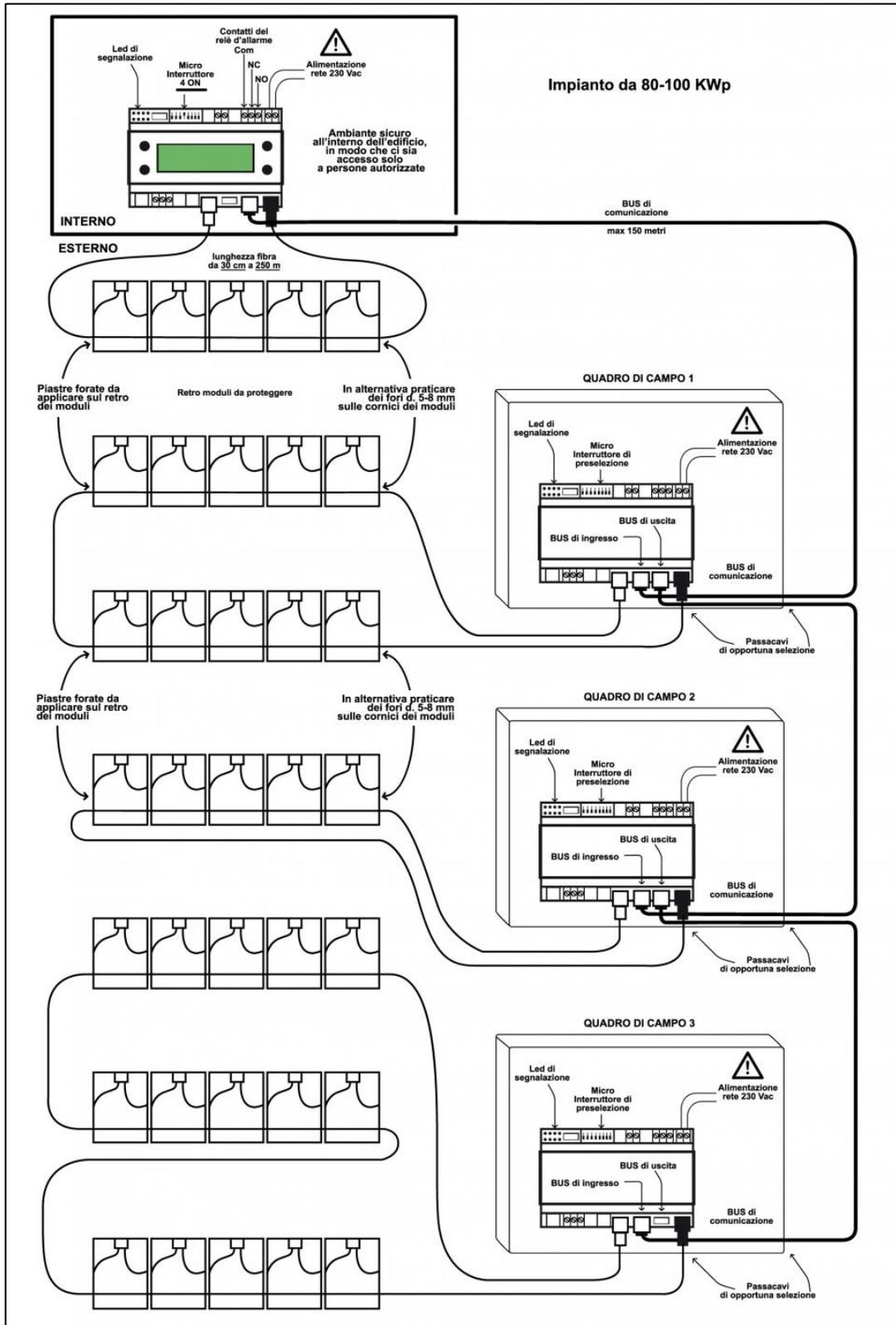


Figura 11 – Sistema di antifurto dei moduli FV

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

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

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

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

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

13. SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT

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

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

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

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

L'impianto fotovoltaico avrà:

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

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

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

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

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

13.2 Protezione dai contatti diretti

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

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

13.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche

13.3.1 Fulminazione diretta

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

13.3.2 Fulminazione indiretta

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

Nel caso in esame, considerate le lunghezze dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di altri dispositivi SPD di classe II o III a

varistore sulla sezione in c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico. Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo saranno posati entro canali metallici con coperchio, e dovranno essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti. A beneficio di chiarezza nell'immagine sottostante è fornita una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

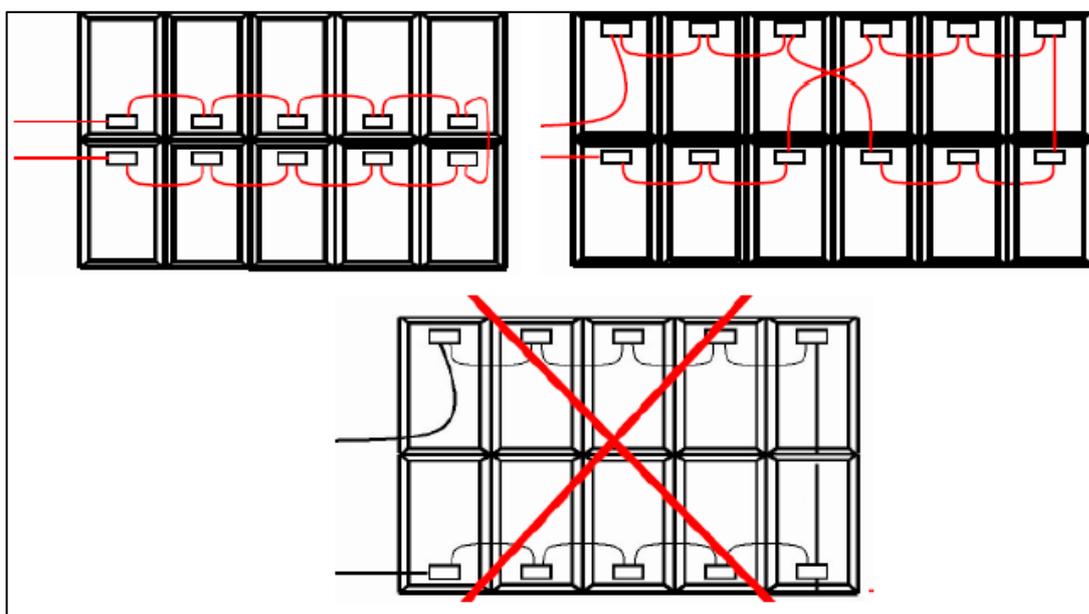


Figura 12 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni

14. NUOVO ALLACCIO PER SISTEMI AUSILIARI

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

15. PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO

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

- Accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;

- Accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

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

La verifica consisterà nel controllare:

- Il corretto montaggio delle strutture di sostegno dei moduli;
- La continuità elettrica e le connessioni tra i moduli;
- La corretta esecuzione dei cablaggi in congruenza con quanto riportato nel progetto;
- La messa a terra delle masse;
- L'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- Il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

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

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

15.1 Esame a vista e prove

Esame a vista:

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

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

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

- metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;

- presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
- scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

Prove:

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

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

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

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

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

- Verifica della condizione:

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

dove:

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

- Verifica della condizione:

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

dove:

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

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

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.

16. MONTAGGIO DEI COMPONENTI

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

- posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli.
- ancoraggio dei moduli sulle strutture.

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

- posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili; posa in opera degli inverter;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dei cavi di collegamento tra il quadro elettrico e interfaccia al contatore di energia elettrica (punto di consegna) e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;

- posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

17. SCAVI E POZZETTI

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

17.1 Scavi

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

- collegamento tra le due cabine di trasformazione fino alla connessione in antenna ai quadri MT nella cabina di consegna (profondità minima di 1 m);
- connessione in antenna tra la cabina di consegna ed il quadro MT nella cabina CP (profondità minima di 1,2 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 geo-meccaniche e geo-fisiche effettuate sul sito di installazione in fase esecutiva, ma si stima che la profondità minima sarà di circa 1-2 m.

La protezione dei cavi all'interno degli scavi deve essere garantita attraverso una protezione meccanica in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto). Tale protezione può essere aggiuntiva esterna (tubazione in PVC) oppure

compresa nel cavo (caso "air-bag"). Per quanto riguarda la progettazione dell'impianto fotovoltaico lato MT interno all'area d'impianto, si è previsto l'utilizzo dei cavi con sistema "air-bag" il quale assorbe l'energia cinetica dello shock deformandosi in seguito all'impatto. Questo fa in modo che l'energia residua non danneggi le parti sensibili del cavo, come il sistema isolante e il rivestimento. Rappresenta quindi una soluzione a tale rischio, associato molto spesso all'armatura metallica, che potenzialmente potrebbe pregiudicare l'integrità del sistema isolante, riducendone l'affidabilità nel tempo. Questo sistema permette ai cavi di essere direttamente interrati. Mentre per i cavi in MT esterni all'area d'impianto saranno protetti da tubazioni in PVC.

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

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

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

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

17.2 Tubo protettivo

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

17.3 Fibra ottica

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

- utilizzo di cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione rispondente alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652, tabella di unificazione E-Distribuzione DCFO02 (sigla TOS4 24 4(6SMR) T/EKE avente

matricola E-DISTRIBUZIONE 359051 e unificazione DC4677) e comprensiva di certificati di collaudo. Il cavo in fibra ottica deve essere posato in canalizzazione realizzata sul tracciato del cavo elettrico mediante l'impiego di tritubo in PEHD (generalmente con \varnothing 50 mm, Tabella E-Distribuzione DY FO 03) e, dove necessario, di pozzetti in cls per consentire il tiro ed il cambio di direzione del cavo e l'alloggiamento dei giunti e della ricchezza di scorta del cavo. Le giunzioni interrate sul cavo in fibra ottica devono essere conformi alla specifica DM3301.

Agli estremi dei collegamenti, (nel nostro caso all'interno della Cabina primaria e nelle Cabine di consegna E-Distribuzione), le singole fibre costituenti i cavi di connessione ottica saranno attestate mediante idonei connettori in mini-armadi di terminazione da parete aventi grado di protezione minimo IP55 e dimensioni LxHxD rispettivamente non superiori a 230x400x130 mm. I connettori da utilizzare per collegare le singole fibre ottiche ad apparati di trasmissione o di misura dovranno essere di tipo SC-PC (DM-3300).

18. PRESCRIZIONI TECNICHE PER LA POSA INTERRATA DEL CAVO IN MT

Sollecitazioni meccaniche

Le prescrizioni contenute nella norma CEI 11-17 Ed.III art. 4.3.4 riportano le regole da rispettare durante l'attività di posa del cavo. Esse definiscono che le sollecitazioni di trazione da imporre al cavo durante la posa, devono essere applicate non ai rivestimenti protettivi di cui è dotato il cavo stesso, bensì unicamente ai conduttori. Per un conduttore in alluminio, lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mm², dunque pari a 27750 N per un conduttore 3x1x185 mm². 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 mm², il valore minimo del raggio di curvatura misurato sulla generatrice interna dei cavi da rispettare nella posa, è pari a 14 volte il diametro del cavo (D). Dunque, considerato il valore del diametro nominale del cavo pari a 52,5 mm, il raggio di curvatura minimo sarà: $14 \cdot 52,5 = 0,74$ m.

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

19. DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI

L'interramento del cavo in MT, comporterà la realizzazione di uno scavo a cielo aperto delle dimensioni di larghezza e profondità variabili di circa 0,5-0,7x1,0-1,2 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 per cm 40 circa
- Infilaggio cavi tramite il tirasonda
- Posa del nastro segnaletico
- Riempimento con idoneo materiale arido debitamente costipato (spessore variabile a seconda della profondità di posa della tubazione)
- Ripristino dello strato di bynder per uno spessore tra gli 8 e i 10 cm
- Applicazione di posa emulsione bituminosa come strato di ancoraggio
- Rifacimento conglomerato bituminoso o strato di usura con tappetino con strato di usura medio per tutta la lunghezza dello scavo e per la larghezza indicata nella concessione dall' ente proprietario dello scavo nei casi di Fiancheggiamento, mentre nei casi di attraversamento trasversali o diagonali per i primi due metri e i successivi due metri calcolati a partire dalla mezzeria dello scavo e per tutta la larghezza della carreggiata.
- Ripristino di cordolatura marciapiedi (se presenti)
- Rifacimento e/o ripristino di pavimentazione pedonale (se interessato dai lavori/o esistente).

Le 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.

19.1 Bilancio produzione materiali di scavo

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

campagna, in modo da permettere anche un eventuale inerbimento del terreno lasciato libero dalle strutture. Si specifica che una grande percentuale dei materiali scavati sarà destinata al reimpiego diretto senza trasformazioni e che sono previste modestissime quantità di materiali in eccedenza da avviare ad altri usi. Si riporta di seguito il bilancio di produzione orientativo dei materiali di scavo delle principali opere all'interno del campo FV e del cavidotto di evacuazione in MT esterno all'area.

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine di trasformazione

Lunghezza sezione di scavo:	15,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,0 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
Volume di scavo:	$15,0 \times 3,0 \times 0,5 = 22,5 \text{ m}^3$
N. Cabine:	6
<u>Volume totale di scavo:</u>	$22,5 \times 6 = 135,0 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabina di consegna

Lunghezza sezione di scavo:	7,5 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	3
<u>Volume totale di scavo:</u>	$7 \times 2,5 \times 0,5 \times 3 = 28,2 \text{ m}^3$

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

Lunghezza sezione di scavo:	3.000 m
Larghezza sezione di scavo:	0,7 m
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	1.680 m ³

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

Lunghezza sezione di scavo:	6.066 m
Larghezza sezione di scavo:	0,7 m
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	2.768 m ³

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

Lunghezza sezione di scavo:	3.000 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,6 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	$3.000 \times 0,5 \times 0,6 = 900 \text{ m}^3$

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

Lunghezza sezione di scavo:	320 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	1,0 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	160 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla CP

Lunghezza sezione di scavo:	3.800 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5-0,7 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	3.087 m ³

20. CRONOPROGRAMMA

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

20.1 Sequenza delle operazioni di costruzione ed attrezzature impiegabili

Le operazioni di costruzione previste sono le seguenti:

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

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

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

21. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

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

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

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO₂, CO, NO_x e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo.

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

Si considera pertanto che ciascun kWh fotovoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. È infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei fumi. Tra queste sostanze la più rilevante è la CO₂, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO₂ (anidride solforosa) e gli NO_x (ossidi di azoto).

Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico in progetto, avente una potenza massima di 18,12 MWp e funzionante per circa 1.791 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali.

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

Dati di impianto	
Potenza nominale dell'impianto (MW)	18,120
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.800,0
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	32.615.440,0
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	815.386.000,0

Tabella 10 - Riepilogo dei dati di impianto

21.1 Risparmio di combustibile

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

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

Risparmio di combustibile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	6.099,09
TEP risparmiate in 25 anni	152.477,18

Tabella 11 - Risparmio di combustibile in TEP

21.2 Emissioni evitate in atmosfera

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

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

Emissioni evitate in atmosfera	CO ₂	CO	SO _x	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	16.014.181,04	3.186,53	2.074,34	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	400.354.526,00	79.663,21	51.858,55	
Emissioni evitate in atmosfera	NO _x	NH ₃	PM ₁₀	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	7.416,75	16,31	176,12	2.733,17
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	185.418,78	407,69	4.403,08	68.329,35

Tabella 12 - Emissioni evitate in atmosfera