



REGIONE LAZIO



Comune di Roma (RM)

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrivoltaico
della potenza di picco di 18,21 MWp presso via Boccea

TITOLO

Relazione Tecnica Elettrica

PROGETTAZIONE	CONSULENZA	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 	MASSIMO FORDINI SONNI ARCHITETTO Arch. Massimo Fordini Sonni Via Verdi 16c, Celleno (VT) - 01020 C.F. FRD MSM 65C21C446A, P.IVA 01505150563 Collaboratori: Arch. Alessandra Rocchi Arch. Marco Musetti 	SWE IT 09 Srl SWE IT 09 Srl. Con sede legale a Milano (MI) Piazza Borromeo 14 - 20123 C.F. e P.IVA 12498800965

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
00	10/02/2023	F. Lauretti	A. Bartolazzi	SWE IT 09 Srl	Relazione elettrica

N° DOCUMENTO

SWE-BCC-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	7
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	10
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	11
4.1 Sottocampi elettrici	11
4.2 Collegamenti elettrici.....	12
5. ELEMENTI DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	12
5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe	12
5.2 Multi-MPPT String Inverter	14
5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT.....	16
5.4 Cabine elettriche utenti (CU)	18
5.5 Cabine elettriche di consegna (CC).....	19
5.5.1 Dimensioni e quadri elettrici	20
5.6 Strutture di supporto dei moduli FV.....	21
6. POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE	23
6.1 Criterio progettuale	23
6.2 Irraggiamento solare	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.....	30
9. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE.....	32
9.1 Caratteristiche dei cavi in MT.....	32
9.2 Criterio di calcolo delle sezioni dei cavi in MT	34
9.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e cabina utente	36
9.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine utenti e le cabine di consegna	37
9.2.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine di consegna e la Cabina Primaria	39
10 SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE	40
10.1 Correnti di corto circuito dell’impianto FV	40
10.2 Protezione contro le sovracorrenti	40
10.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.....	41
10.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE.....	41
10.5 Servizi ausiliari (SA)	41
10.6 Impianto di terra.....	42

11	SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESSA IN RETE	43
12	IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE	43
12.1	Illuminazione del campo FV	43
12.2	Impianto di videosorveglianza	44
12.3	Impianto di rivelazione antintrusione	44
13	SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT	47
13.1	Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore	47
13.2	Protezione dai contatti diretti	49
13.3	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche.....	49
13.3.1	Fulminazione diretta	49
13.3.2	Fulminazione indiretta	49
14	PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO	50
14.1	Esame a vista e prove	51
15	MONTAGGIO DEI COMPONENTI	53
16	SCAVI E POZZETTI.....	53
16.1	Scavi.....	53
16.2	Bilancio produzione materiali di scavo.....	55
16.3	Prescrizioni tecniche per la posa interrata del cavo in MT	57
17	DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI	58
18	CRONOPROGRAMMA.....	58

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell’impianto FV con indicazione della connessione alla CP Racale in MT-20 kV	10
Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=580Wp	13
Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo agrivoltaico bifacciale da 580Wp	13
Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 330 kVA - caratteristiche tecniche.....	15
Figura 5 – Cabina di trasformazione BT/MT	17
Figura 6 – Vista del quadro elettrico in MT	17
Figura 7 – Pianta della cabina elettrica utente.....	19
Figura 8 – Vista frontale della cabina di consegna tipo	20
Figura 9 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali.....	22
Figura 10 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell’impianto FV (PVSYST).....	23
<i>Figura 11 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni tra le cabine di trasformazione e quelle di utenza</i>	<i>33</i>
<i>Figura 12 – Tipologia di cavo MT usato per le connessioni tra le cabine di connessione e tra queste con la CP</i>	<i>34</i>
Figura 13 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore	42
Figura 14 – Sistema di antifurto dei moduli FV.....	46
Figura 15 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni	50

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Caratteristiche del lotto d’impianti agrivoltaici	11
Tabella 2 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 24 moduli in serie	25
Tabella 3 - Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli.	27
Tabella 4 - Dimensionamento cavi in corrente continua in BT di collegamento tra le stringhe e gli inverter	30
Tabella 5 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico	31
<i>Tabella 6 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU1 - Impianto 1</i>	<i>36</i>
Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU2 - Impianto 2.....	37
Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine utenti e le cabine di consegna.....	38
Tabella 9 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria.....	39

1. PREMESSA

Il presente progetto ha come obiettivo di realizzare un impianto agrivoltaico, che combini la produzione di energia elettrica al mantenimento della produzione agricola. La realizzazione dell'opera prevede l'utilizzo di moduli in silicio monocristallino installati a terra su strutture ad inseguitori solari; 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 agrivoltaico (impianto fotovoltaico che adotterà soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola sul sito di installazione) da installare nel territorio comunale di Roma, in zona Boccea (RM) e della progettazione delle opere di connessione alla Cabina Primaria "Primavalle", è la società SWE IT 09 S.r.l. che si occupa di sviluppo, gestione e manutenzione di centrali di produzione elettrica di impianti fotovoltaici, con sede a Milano, in Piazza Borromeo n.14, cap. 20123, C.F. e P.IVA 12498800965.

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 Areti SpA.

1.1 Oggetto e valenza dell'iniziativa

Il presente documento costituisce la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto agrivoltaico, con potenza di picco totale pari a circa 18.207,0 [kW], avente un valore di potenza in immissione massima di circa 17.250,0 [kW].

Si evidenzia che la realizzazione del progetto consentirà di:

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

1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete MT

Nel preventivo di connessione inviato dalla Società Areti SpA in data 28/07/2022, (codice pratica: A90000003202), a cui la Società SUNWIN ENERGY S.R.L. faceva richiesta di connessione per un lotto di n.2 impianti fotovoltaici (IMPIANTO 1 – POD IT002E0093776A, IMPIANTO 2 – POD IT002E0093743A) di generazione da fonte rinnovabile (solare) ubicati nel territorio comunale di Roma (RM), è riportata la soluzione tecnica di connessione:

▪ **IMPIANTO 1 –codice rintracciabilità A90000003202**

Il Vostro impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV. La soluzione di connessione individuata prevede l'inserimento di una cabina di consegna con due differenti forniture per due lotti di impianto, connessa a due linee MT dedicate in cavo interrato, ciascuna delle quali connessa ad uno stallo MT in cabina primaria Primavalle. Le cabine di consegna avranno un doppio sistema di sbarre, ciascuno per ogni diversa fornitura, interconnesso tramite congiuntore in modo da permettere la rialimentazione in caso di guasto.

Il collegamento realizzato avrà le seguenti caratteristiche:

*- Tensione nominale **20 kV**;*

*- Corrente massima di esercizio del collegamento: **330 A***

Formazione dei conduttori:

- in cavo interrato 3x1CU150 mmq

Tipo di posa: interrata

▪ **IMPIANTO 2 –codice rintracciabilità A90000003203**

Il Vostro impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV. La soluzione di connessione individuata prevede l'inserimento di una cabina di consegna con due differenti forniture per due lotti di impianto, connessa a due linee MT dedicate in cavo interrato, ciascuna delle quali connessa ad uno stallo MT in cabina primaria Primavalle. Le cabine di consegna avranno un doppio sistema di sbarre, ciascuno per ogni diversa fornitura, interconnesso tramite congiuntore in modo da permettere la rialimentazione in caso di guasto.

Il collegamento realizzato avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale **20 kV**;
 - Corrente massima di esercizio del collegamento: **330 A**
- Formazione dei conduttori:
- in cavo interrato 3x1CU150 mmq
- Tipo di posa: interrata

Gli impianti saranno allacciati alla rete di distribuzione tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT Primavalle secondo lo schema di connessione con elettrodotto in singola terna.

2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-13: Protezione contro i contatti elettrici-Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI 0-16: Regole tecnica di riferimento per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 99-2: (Ex CEI 11-1) Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI 11-17 Impianti di produzione trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica- Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-25 (EN 60909-0): "Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti";
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui siano presenti sistemi con tensione maggiore di 1kV";
- CEI 13-45: Sistemi di misura dell'energia elettrica;
- CEI 14-13/14 Trasformatori trifase per distribuzione a raffreddamento naturale in olio, di potenza 50-2500 kVA;
- CEI 17-5: Apparecchiature in bassa tensione parte 2: interruttori automatici;
- CEI 17-11: Apparecchiature in bassa tensione parte 3: interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra in BT;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1-30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati in PVC per tensioni nominali da 1-3 kV;
- CEI 20-20: Guida per l'uso di cavi a BT;
- CEI 20-40: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 23-3-1 Interruttori automatici per la protezione da sovracorrenti e similari;
- CEI 23-46 Sistemi di canalizzazione per cavi – Sistemi di tubi;
- CEI 23-49 Involucri per apparecchi per installazioni fisse per uso domestico e similare. Parte 2: Prescrizioni particolari per involucro destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile;
- CEI 23-80 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche;
- CEI 23-81 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – prescrizioni

- particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI 32-1 Fusibili a tensione non superiore a 1000 V per corrente alternata e a 1500 V per corrente continua – parte 1 prescrizioni generali;
 - CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1.500V in corrente continua;
 - CEI EN 60076-11 "Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco";
 - CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
 - CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
 - CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
 - CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
 - CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
 - CEI EN 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida;
 - CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
 - CEI EN 61829 - Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino-Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
 - CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
 - CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
 - CEI EN 60439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
 - CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
 - CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
 - CEI EN 60076-1/5: Trasformatori di potenza;
 - CEI EN 50618 - CEI: 20-91 "Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerica senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici" In alternativa potranno essere usati cavi PV 1- F approvati TUV 2 Pfg 1169/08.2007 con marchio CE;

- CEI EN 50539-11 - CEI: 37-16 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 60904-2/8 - CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici;
- CEI EN 62109-1 - CEI: 82-37 Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI 50524 - CEI: 82-34 Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 62040: Sistemi statici di continuità (UPS);
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini; serie composta da:
 - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
 - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
 - CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento global e degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62446 - CEI:82-38 Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva;
- CEI EN 61853-1 - CEI:82-43 Misura delle prestazioni e dell'energia nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Misura delle prestazioni e della potenza nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI IEC 62271-200 Organi di manovra e apparecchiature di controllo in involucro metallico da 1 kV a 52 kV compreso;
- CEI EN 62271-106 interruttore di manovra-sezionatori;
- CEI EN 62271-103 sezionatori e sezionatori di terra;
- Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici, MITE, giugno 2022.

3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Il sito ove si prevede di realizzare l'impianto agrivoltaico è localizzato nella regione Lazio, in provincia di Roma, all'interno del territorio comunale di Roma, in zona Boccea. Il lotto d'impianti, aventi una potenza totale di picco pari a circa 18,21 MW, sarà realizzato con strutture ad inseguimento solare, monoassiale, del tipo "2-in-portrait", con azimuth pari a circa 28°, su cui verranno installati moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali della potenza di 580 W ciascuno. All'interno dell'area d'impianto verranno inoltre installati circa n.58 inverter multistringa totali della potenza nominale di circa 330 kVA ciascuno, n.5 cabine di trasformazione BT/MT, n.2 cabine utenti e n.2 cabine di consegna per la connessione alla rete in MT a 20 kV.

La Figura 11 seguente riproduce l'inquadratura su ortofoto del lotto di n.2 impianti (Impianto 1 in ciano, Impianto 2 in verde) con la posizione delle cabine di consegna, una per ogni impianto FV, il cavidotto interrato di collegamento con la CP (in rosso) e l'area della CP "Primavalle" (in blu).

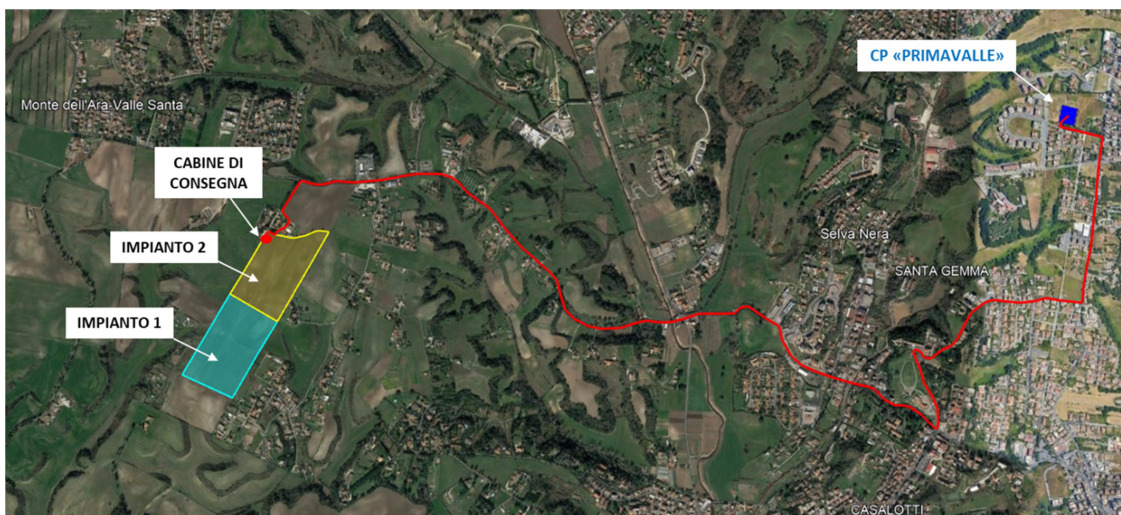


Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell'impianto FV con indicazione della connessione alla CP "Primavalle" in MT-20 kV

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

COORDINATE UTM WGS-84		
	Latitudine N	Longitudine E
Area Impianto 1	41°55'35.10"	12°19'38.21"
Area Impianto 2	41°55'46.94"	12°19'48.18"
Cabina di consegna 1	41°55'52.63"	12°19'45.57"
Cabina di consegna 2	41°55'52.90"	12°19'45.81"
CP "Primavalle"	41°56'13.24"	12°22'32.76"

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 AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato su strutture metalliche ad inseguitori solari o tracker, aventi un valore di azimuth pari a 28° rispetto a Sud, sulle quali verranno montati moduli monocristallini bifacciali, per una potenza nominale installata di circa 18,21 MWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 580 Wp (in condizioni STC) della Jinko Solar, modello JKM580N-72HL4-BDV, per un totale di circa 31.392 moduli fotovoltaici. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.24 moduli ciascuna, per una potenza di stringa pari a circa 13,92 kWp. Verranno installati inverter multistringa del tipo SUN2000-330KTL-H1 della Huawei, aventi una potenza nominale in uscita trifase in alternata a 800 V pari a 300 kW, per un totale di 58 inverter.

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

4.1 Sottocampi elettrici

I due impianti in oggetto, denominati rispettivamente "Impianto 1" ed "Impianto 2", verranno realizzati su una superficie di terreno recintata avente un'estensione di circa 21 ha, suddivisa in due aree, una per ogni impianto. Gli impianti si collegheranno in maniera indipendente alla rete di Areti SpA, tramite connessione in MT alla rispettiva cabina di consegna. Nel seguito una descrizione in forma tabellare delle caratteristiche dei due impianti:

		N. Inverter	N. Stringhe per Inverter	N. stringhe	N. moduli	N. moduli per stringa	Potenza Sottocampo [kWp]	Potenza Totale [MW]	Cabine di trasformazione	Cabine utenti	Cabine consegna
Impianto 1	sottocampo 1	7	23x2+22x5	156	3744	24	2171,52	10,301	CT1	CU1	CC1
	sottocampo 2	6	23x4+22x2	136	3264	24	1893,12		CT2		
	sottocampo 3	7	23x2+22x5	156	3744	24	2171,52		CT3		
	sottocampo 4	6	23x4+22x2	136	3264	24	1893,12				
	sottocampo 5	7	23x2+22x5	156	3744	24	2171,52				
Impianto 2	sottocampo 6	6	23x5+22x1	137	3288	24	1907,04	7,907	CT4	CU2	CC2
	sottocampo 7	6	23x5+22x1	137	3288	24	1907,04		CT5		
	sottocampo 8	6	23x5+22x1	137	3288	24	1907,04				
	sottocampo 9	7	23x3+22x4	157	3768	24	2185,44				
TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE	TOTALE
9	58	1308	31392	18207,36	18,20736	5	2	2			

Tabella 1 – Caratteristiche del lotto d'impianti agrivoltaici

La suddivisione dei sottocampi elettrici, il collegamento in BT degli inverter con le rispettive cabine di trasformazione e tra queste con le cabine di consegna, sono riportati nelle tavole allegate SWE-BCC-IE-01, SWE-BCC-IE-02, SWE-BCC-IE-03.

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 trasformatore trifase, del tipo DYn5. Le cabine di trasformazione dell'Impianto 1 saranno collegate in MT ad anello con la propria cabina utente; le due cabine di trasformazione dell'Impianto 2 saranno collegate in antenna con la propria cabina utente. Infine, entrambe le cabine utenti si collegheranno in antenna con la rispettiva cabina di consegna lato Areti, e queste, verranno collegate in MT tramite un cavidotto in MT interrato a 20 kV, tra di loro ed ognuna indipendentemente con la Cabina Primaria CP "Primavalle".

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 AGRIVOLTAICO

Gli elementi del sistema agrivoltaico in progetto sono:

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

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

5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali della Jinko Solar, del tipo JKM580N-72HL4-BDV, della potenza nominale di 580 Wp (o similari) in condizioni STC. I moduli sono in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate riportate nella tabella seguente. Ogni modulo dispone inoltre di diodi di by-

pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

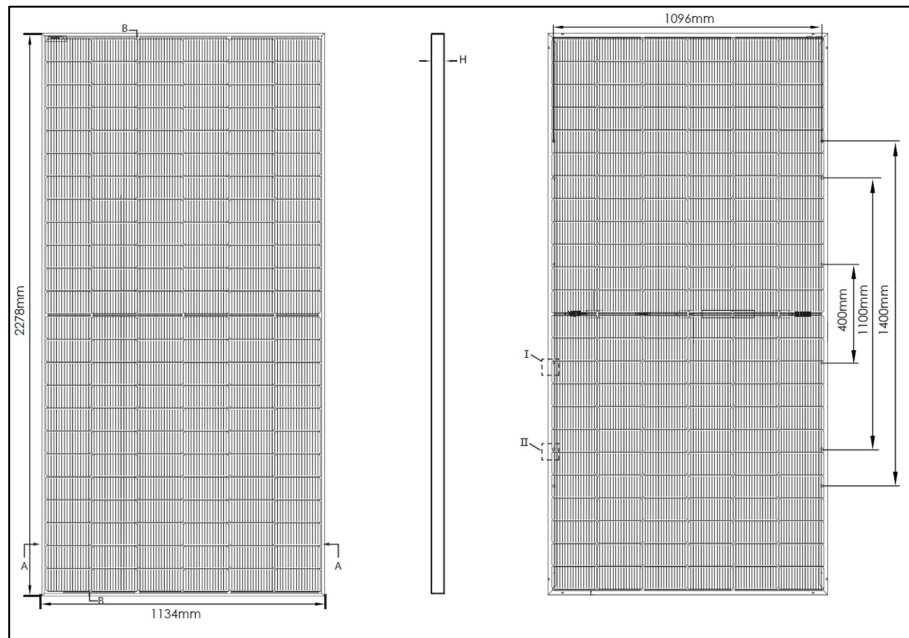


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=580Wp

Ogni stringa di moduli sarà composta dal collegamento in serie di n.24 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*:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (Imp)	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (Isc)	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.68%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo agrivoltaico bifacciale da 580Wp

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

5.2 Multi-MPPT String Inverter

Per la conversione dell'energia elettrica prodotta da continua in alternata a 50 Hz sono previsti inverter multistringa, con elevato fattore di rendimento, posizionati a lato delle strutture metalliche. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei SUN2000-330KTL-H1 (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di 300 kW e tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Questo tipo di inverter, oltre a possedere un'ottimo rendimento, è raccomandabile soprattutto se il generatore fotovoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato.

Tali dispositivi svolgono anche due altre importanti funzioni. Infatti, per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico, si deve adeguare il generatore al carico in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine vengono impiegati all'interno dell'inverter n.6 convertitori DC/DC opportunamente controllati in grado di inseguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V per ogni ingresso in c.c. (funzione MPPT-Maximum Power Point Tracking). Inoltre, poiché le curve di tensione e corrente in uscita dall'inverter non sono perfettamente sinusoidali ma affette da armoniche, si riesce a costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), in modo tale da regolare sia l'ampiezza che la frequenza della tensione e della corrente, mantenendole anche costanti nel tempo, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme.

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

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 330 kVA - caratteristiche tecniche

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

- all'alto rendimento, che indica quale percentuale dell'energia "immessa" sotto forma di corrente continua viene riemessa sotto forma di corrente alternata, pari a circa il 99%;
- all'ottimizzazione della potenza, in quanto la curva caratteristica dei moduli fotovoltaici dipende fortemente dall'intensità dell'irraggiamento e dalla temperatura dei moduli, quindi da valori che si modificano continuamente nell'arco della giornata. L'inverter deve pertanto trovare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica, per poter "tirar fuori" dai moduli solari la potenza maggiore in ogni situazione. Come si evince dalla scheda tecnica, questa tipologia di inverter multistringa dispongono di 28 ingressi di stringa, con 6 inseguitori MPPT dedicati;
- al tipo di monitoraggio e protezione delle grandezze elettriche dell'impianto e all'interfaccia di comunicazione;
- alla gestione della temperatura, la quale influisce anche sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è quindi poi possibile utilizzare appieno la potenza di modulo attualmente disponibile;
- al tipo di involucro, resistente agli urti e alle condizioni ambientali peggiori, grado IP65, secondo le norme DIN-EN 60529.

L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, il valore di corrente, di tensione e l'energia prodotta dalle stringhe collegate. E' del tipo trifase e sarà collegato sul lato in corrente alternata al quadro in BT nella cabina di trasformazione mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di n.58 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 SWE-BCC-IE-01.

5.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT

In Figura 5 è raffigurata la planimetria della cabina di trasformazione usata in questa fase di progettazione con i relativi componenti elettrici interni. E' suddivisa in 3 locali in cui, il locale centrale contiene al proprio interno uno o due trasformatori trifasi isolati in olio, del tipo DYn5, ONAF, rapporto di trasformazione pari a 800/20000, di potenza pari a 2.000 kVA ciascuno, tensione d'isolamento pari a 24 kV e Vcc% al di sotto del 6%, il cui scopo è quello di elevare la tensione da 800 V in ac fino a 20 kV in ac. Gli altri 2 locali laterali includono rispettivamente:

- il quadro in bt, composto da interruttori di manovra-sezionamento con fusibili incorporati di protezione e collegamento della linea trifase proveniente dall'inverter, un sistema di monitoraggio, interruttori per l'alimentazione di luce e FM, ed un interruttore generale magnetotermico di protezione connesso al lato bt del trasformatore BT/MT;
- il quadro in MT a 20 kV del tipo MT Switchgear 8DJH 24 kV isolato ad SF6 della Siemens per la distribuzione secondaria. E' un quadro in MT compatto costituito da 1 scomparto di protezione trasformatore e da 1 o più scomparti di protezione

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

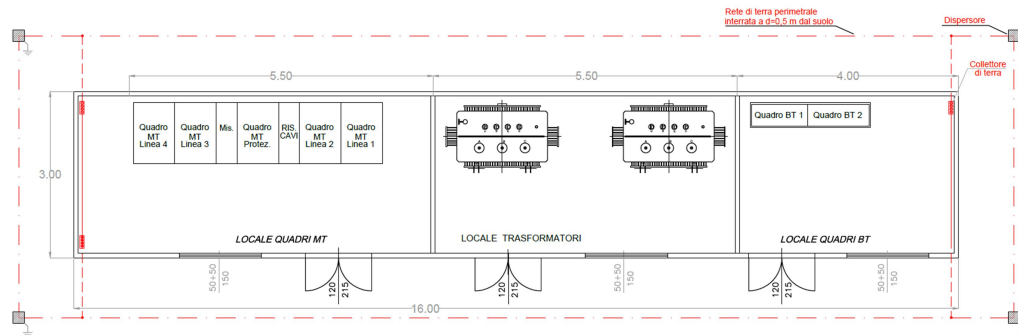


Figura 5 - Cabina di trasformazione BT/MT

Le dimensioni della generica cabina di trasformazione sono circa: 16x3x2,7 m. La cabina verrà interrata con scavo avente dimensioni minime pari a circa: 16x3x0,5 m. In fase di installazione, l'altezza potrà essere variata in maniera tale da mantenere una distanza opportuna dal suolo per evitare che la pioggia o i ristagni d'acqua possano penetrare all'interno della cabina e recare danni ai componenti elettrici ed elettronici disposti al suo interno. Nell'impianto FV verranno installate n.5 cabine di trasformazione: n.3 per l'Impianto 1 e n.2 per l'altro impianto. Le cabine dell'Impianto 1, denominate: CT1, CT2 e CT3, saranno collegate ad anello tra di loro ed infine con la cabina utente CU1; mentre le cabine di trasformazione CT4 e CT5 relative all'Impianto 2, verranno connesse direttamente al quadro in MT all'interno della cabina utente CU2.



Figura 6 - Vista del quadro elettrico in MT

Si rimanda alle tavole allegate SWE-BCC-IE-06 alla planimetria e ai prospetti della cabina di trasformazione. Mentre la tavola allegata SWE-BCC-IE-02, riporta gli schemi unifari delle connessioni tra i vari quadri elettrici all'interno della cabina e la cabina di ricezione in MT.

5.4 Cabine elettriche utenti (CU)

È prevista la realizzazione di n.2 cabine elettriche utenti, una per ogni impianto, da posizionare nell'area nord dell'impianto, lato est, nella Particella 652-Foglio 335 del comune di Roma (RM), ciascuna adiacente alla propria cabina di consegna. Le cabine CU1 e CU2, saranno collegate in antenna, ciascuna con la rispettiva cabina di consegna, nella quale avverrà l'immissione dell'energia elettrica prodotta da ogni impianto, nel punto di consegna in rete.

Saranno realizzate in struttura prefabbricata di tipo monolitico, ed adibite all'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT ed MT. Le dimensioni delle cabine saranno pari a circa 6,73x2,5x2,7 m ciascuna e saranno composte da un unico vano, come riportato nell'allegato progettuale SWE-BCC-IE-05.

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

- Celle dotate di interruttori in SF6 o aria, che assicurano il sezionamento delle linee elettriche provenienti dalle cabine di trasformazione, in caso di sovraccarico, corto circuito o manutenzione, comandati dai relé di protezione;
- Cella contenente il Dispositivo Generale e di Interfaccia che assicura la separazione dell'intero impianto dalla rete, comandato dalla PG e dalla PI;
- Cella di misura;
- Cella discesa sbarre;
- Cella uscita linea protetta da un sezionatore sotto carico fino al punto di consegna;
- Quadri in bassa tensione in cc e ca;
- Eventuale gruppo di continuità.

Le cabine verranno dotate di un sistema di climatizzazione per garantire il mantenimento della temperatura interna per evitare che questa ecceda oltre i limiti di ottimale funzionamento delle apparecchiature elettriche interne. Inoltre, sarà dotata di impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna, e di un'illuminazione adeguata di almeno 100 lux.

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

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

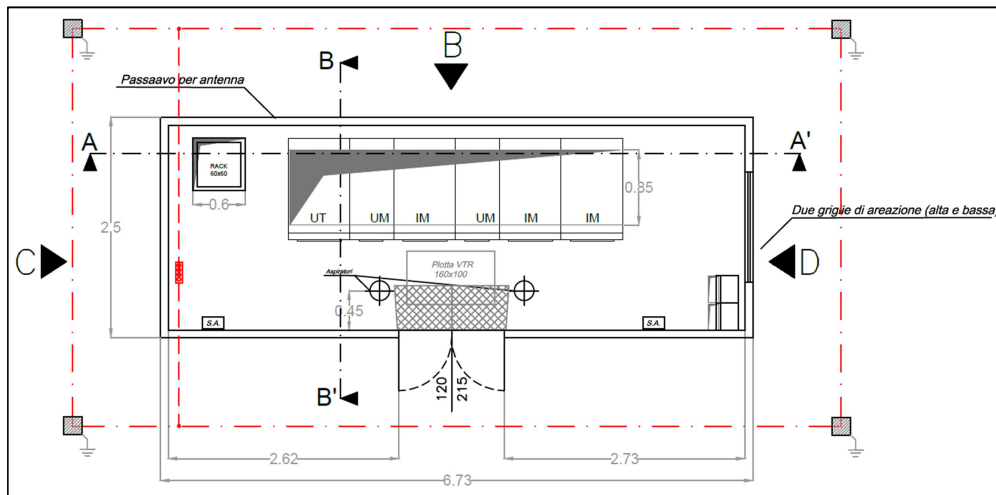


Figura 7 - Pianta della cabina elettrica utente

5.5 Cabine elettriche di consegna (CC)

Sarà installata una cabina elettrica di consegna per ogni impianto del lotto, denominate CC1 e CC2 (relative all' Impianto 1 e all' Impianto 2). I manufatti saranno di tipo box secondo le specifiche di Areti SpA, con equipaggiamento elettromeccanico completo di organi di manovra e sezionamento, eventuale trasformatore MT/BT, apparecchiature per il telecontrollo, automazione e telegestione, vano misure con contatore.

Saranno dunque installate n.2 Cabine Elettriche di Consegna in Media Tensione per lo scambio/immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti FV, ubicate vicino le proprie cabine utenti. Le opere interesseranno Particella 652 del Foglio 335 del Comune di Roma (RM).

Le CC saranno realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate debbono essere del tipo omologato Areti. 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. La planimetria della cabina di consegna e lo schema unifilare di connessione con la CP "Primavalle", sono riportate nella tavola SWE-BCC-IE-04 allegata al seguente progetto. Inoltre:

- i locali Areti devono essere dotati di un accesso diretto ed indipendente consentito solo al personale di Areti, 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:

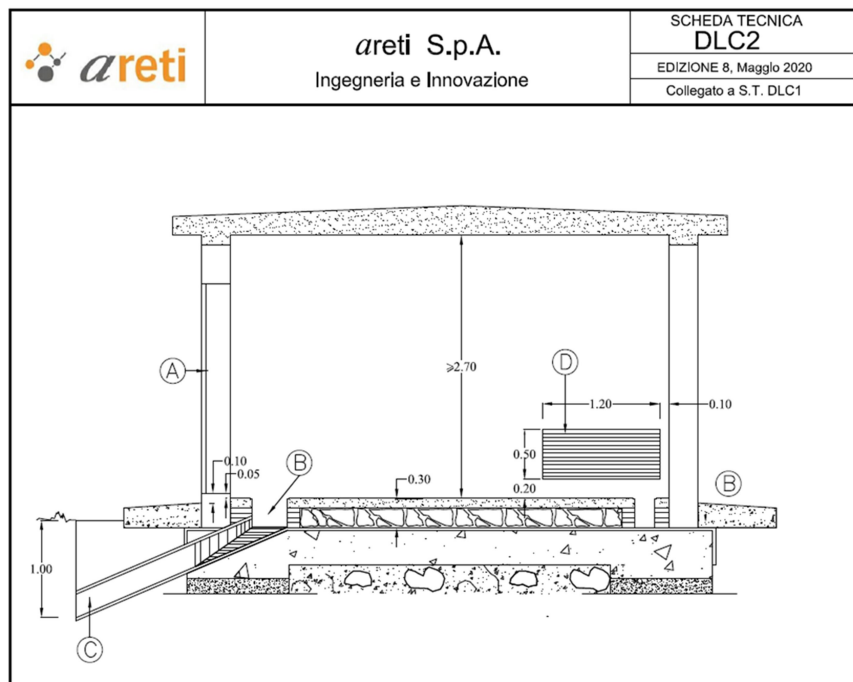


Figura 8 – Vista frontale della cabina di consegna tipo

5.5.1 Dimensioni e quadri elettrici

Le dimensioni minime esterne delle cabine CC1 e CC2 degli Impianti FV 1 e 2 sono pari a circa 6,19x3,8x3,3 m. Ciascun fabbricato sarà suddiviso in n.2 vani:

- vano consegna
- vano misure

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

I quadri elettrici in MT previsti all'interno delle cabine saranno i seguenti:

1) Cabina di consegna 1

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

- 1 quadro isolato in SF6 con interruttore 3LEi del tipo DY900/3 – Matr. 162107 comprendente:
 - n°3 scomparti “L” di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 arrivo dalla cabina 2 e n.1 protezione da linea DY 808/6) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre).
- 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°3 scomparti “L” di protezione linee (n.1 uscita verso la CP, n.1 arrivo dalla cabina 1 e n.1 protezione da linea DY 808/6) con interruttore e sezionatore di linea, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre).

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.

Ogni cabina deve essere dotata di un impianto di terra di protezione dimensionato in base alle prescrizioni di Legge ed alle Norme CEI EN 50522: 2011-03 (CEI 99-3) E CEI EN 61936 -1: 2011-03 (CEI 99-2). Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con almeno n. 2 connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo e collegati all’armatura o con analogo sistema che abbia le stesse caratteristiche.

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

5.6 Strutture di supporto dei moduli FV

Nell’ impianto agrivoltaico in oggetto, saranno installate strutture di supporto ad inseguitori solari monoassiali, ancorate direttamente a terra senza l’ausilio di cls.

Le strutture di supporto del tipo ad inseguitori solari monoassiali sono costituite da un’asse di rotazione su cui vengono installati i moduli fotovoltaici, le quali vengono posate 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 A “2 in portrait”, con asse di rotazione rivolta in direzione Nord-Sud, avente un azimuth pari a circa 28°, in cui si prevede il montaggio di n.2 modulo in orizzontale sull’asse di rotazione, come riportato nella figura 5 seguente:



Figura 9 – 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 30 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 (o Pitch) di circa 9,0 m, è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli ma anche per garantire le condizioni per lo sviluppo delle colture agricole sul terreno interposto tra i moduli e per il passaggio delle macchine operatrici agricole. 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 agrivoltaico in progetto. Al termine della sua vita utile l'impianto sarà dismesso e le strutture saranno rimosse consentendo di riutilizzare il terreno ai fini agricoli.

6. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

6.1 Criterio progettuale

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile, tenendo conto anche della superficie adibita a coltivazione. Il generatore fotovoltaico in progetto sarà esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo un orientamento avente un azimuth di circa 28° rispetto alla direzione Nord-Sud, ed evitando fenomeni di ombreggiamento mediante il sistema baktracking degli inseguitori solari. Le perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato. Nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico 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 agrivoltaico 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 SWE-BCC-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 agrivoltaico.

Si riportano di seguito i valori medi mensili dell'irraggiamento solare nell'area d'installazione dell'impianto agrivoltaico presso il Comune di Roma (RM) nei diversi mesi dell'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	56.5	24.70	7.90	75.0	71.0	1259	1226	0.897
Febbraio	75.7	33.10	8.50	97.8	92.7	1648	1606	0.902
Marzo	120.8	51.60	11.20	154.1	146.3	2577	2512	0.895
Aprile	153.7	67.00	14.30	189.8	180.2	3142	3063	0.886
Maggio	195.0	73.10	18.60	243.5	232.2	3978	3878	0.875
Giugno	211.1	75.80	22.70	261.7	249.9	4208	4101	0.861
Luglio	226.4	69.50	25.60	285.0	272.9	4524	4408	0.849
Agosto	194.3	65.90	25.50	247.1	235.8	3923	3824	0.850
Settembre	139.1	55.00	21.20	178.4	169.8	2878	2806	0.864
Ottobre	96.9	44.00	17.50	124.4	117.7	2026	1974	0.872
Novembre	60.6	28.40	12.90	79.3	74.9	1307	1271	0.880
Dicembre	48.9	24.00	9.00	64.7	61.0	1082	1053	0.895
Anno	1579.0	612.10	16.29	2000.8	1904.3	32552	31723	0.871

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

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 11, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa $1.579,0 \text{ kWh/m}^2 \text{ anno}$.

La produzione di energia elettrica annua dell'impianto agrivoltaico, dopo aver considerato un fermo impianto di almeno n.3 giorni, e l'energia prelevata per alimentare i motori dei tracker, risulta essere pari a circa $31,68 \text{ [GWh/a]}$ con rispettive ore di funzionamento equivalenti annue di circa $1.740 \text{ [kWh/kWp/anno]}$. Si rimanda per maggiori dettagli, alla relazione tecnica di produzione allegata.

7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

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

$V_{oc_stringa}(T_{min}) < V_{max_inverter}$
$V_{oc_stringa}(T_{min}) < V_{max_modulo}$
$I_{sc_sottocampo}(T_{max}) < I_{max_mppt_inverter}$
$V_{mp_stringa}(T_{max}) > V_{mppt_min_inverter}$
$V_{mp_stringa}(T_{min}) < V_{mppt_MAX_inverter}$

nelle quali:

- $V_{oc_stringa}(T_{min})$: rappresenta il valore della tensione a vuoto alla minima temperatura della stringa; è la massima tensione teorica raggiungibile dalla stringa o dal sottocampo dal momento che nel sottocampo è il numero di pannelli della stringa che fissa la tensione ai suoi capi;
- $V_{mp_stringa}(T_{min})$: rappresenta il valore di tensione di MPPT alla minima temperatura della stringa;
- $V_{mp_stringa}(T_{max})$: rappresenta il valore della tensione di MPPT alla massima temperatura della stringa;
- $I_{sc_sottocampo}(T_{max})$: rappresenta il valore di corrente di corto circuito alla massima temperatura del sottocampo;
- $I_{max_mppt_inverter}$: è il valore di Corrente di entrata massima dell'inverter o dello specifico MPPT;
- $V_{mppt_min_inverter}$: è il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt_MAX_inverter}$: è il Valore di tensione di ingresso massimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- V_{max_modulo} : Tensione massima assoluta dei pannelli;
- $V_{max_inverter}$: Tensione massima assoluta dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -0.25 [%/°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 SUN2000-330KTL-H1 da 300 kW con stringa da 24 moduli in serie della Jinko Solar da 580 Wp

Condizioni da verificare	Verifica
$V_{oc_stringa}(T_{min}) < V_{max_inverter}$	1324,5 V < 1500 V
$V_{oc_stringa}(T_{min}) < V_{max_modulo}$	1324,5 V < 1500 V
$I_{sc_sottocampo}(T_{max}) < I_{max_mppt_inverter}$	352,0 A < 390 A
$V_{mp_stringa}(T_{max}) > V_{mppt_min_inverter}$	905,0 V > 500 V
$V_{mp_stringa}(T_{min}) < V_{mppt_MAX_inverter}$	1109,0 V < 1500 V

Tabella 2 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 24 moduli in serie

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

8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

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

8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata

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

- tensione massima compatibile con quella del sistema elettrico;
- il dimensionamento dei cavi elettrici sarà dettato dall'esigenza di limitare la caduta di tensione e, quindi, le perdite di potenza sul lato corrente continua ed alternata. Ai sensi della guida CEI 82-25, si deve limitare la caduta di tensione sul lato corrente continua sotto al 2%;
- saranno adatti per posa esterna e direttamente interrata (resistenza all'acqua, al gelo, al calore e agli agenti chimici, resistività agli urti).

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

- in serie tra i moduli fotovoltaici a formare stringhe e tra le stringhe ed il proprio inverter, saranno impiegati cavi solari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), in grado di assicurare la funzionalità nel tempo anche in presenza di

tratti irraggiati direttamente dalla luce solare. Tali cavi saranno posati principalmente lungo canaline metalliche forate sottostanti le strutture metalliche dei moduli;

- tra la singola stringa e l'inverter, mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli. Il percorso avverrà principalmente su canaline metalliche e una parte interrato fino all'inverter;
- fra gli inverter e i quadri BT in cabina di trasformazione BT/MT, per i quali si impiegheranno cavi di tipo tradizionale direttamente interrati, ad esempio del tipo FG16R16 0,6/1 kV (o similari) in quanto sono solitamente non soggetti all'irraggiamento diretto da luce solare e possono essere direttamente interrati.

I percorsi dei cavi saranno progettati in maniera tale da ottimizzare la lunghezza delle connessioni, minimizzare le perdite di potenza con l'eventuale riduzione della spesa economica. La profondità in cui verranno interrati i cavi, sarà tale da permettere l'esecuzione dell'attività agricola. Il dimensionamento dei cavi sarà eseguito affinché essi siano percorsi da una corrente tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti, sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Inoltre, la sezione scelta del conduttore deve essere tale da garantire che in ogni punto del sistema non venga superata la massima caduta di tensione consentita ed assicurare così una perdita di potenza contenuta. Considerando che la portata del generico cavo I_Z (intesa come la massima intensità di corrente elettrica che può attraversare un cavo permanentemente ed in modo stabile in determinate condizioni di posa e di esercizio, senza che la temperatura superi quella sopportabile dall'isolante) deve essere maggiore o uguale alla corrente di impiego del circuito elettrico, ed assumendo una corrente di impiego del modulo (stringa) pari a circa 13,62 [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, profondità tale da evitare interferenze con le attività agricole dell'area d'impianto.

8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c.

L'interconnessione in serie tra i moduli verrà realizzata con cavi solari unipolari in gomma, del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati dietro le strutture dei moduli in canaline ed aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Come meglio specificato nel paragrafo precedente, con i moduli scelti da 580 Wp, si

possono formare stringhe da 24 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 50 m (in c.c.) per ogni sottocampo degli impianti FV. Si possono inoltre evincere, sia il valore della caduta di tensione percentuale relativa al tratto di linea di collegamento dei moduli (cdt%), sia la perdita di potenza totale corrispondente a tutte le stringhe relative dell'impianto ed indicata con ΔP totale:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	50	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,62	[A]
Tensione	1022,2	[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 %	0,44	%
ΔP stringa	61,2	[W]
ΔP Impianto 1	45,3	[kW]
ΔP Impianto 2	34,8	[kW]
$\Delta P\%$ totale Impianto 1	0,44	%
$\Delta P\%$ totale Impianto 2	0,44	%

Tabella 3 - Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli.

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

8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc

Il collegamento elettrico tra la singola stringa e l'inverter avverrà mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli in canaline per la maggior parte del percorso e interrati per tratti minori fino all'inverter, aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Ricordiamo che ciascuna stringa è composta dal collegamento in serie di 24 moduli, e gli inverter dell'impianto avranno in ingresso un numero di stringhe pari a 22 e 23, per un totale di 1.308 stringhe complessive (come specificato in tabella 1). Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% massime e minime, valide per ciascun

sottocampo degli impianti FV del lotto, corrispondenti rispettivamente alla massima ed alla minima lunghezza di connessione tra stringa e inverter.

Lunghezza minima di collegamento:

Collegamento minimo tra Stringa-Inverter per ogni sottocampo del lotto		
Lunghezza max	2	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,62	[A]
Tensione	1022,2	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,018	%
ΔP stringa	2,45	[W]

Lunghezza massima di collegamento:

Collegamento massimo tra Stringa-Inverter per ogni sottocampo del lotto		
Lunghezza max	90	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,62	[A]
Tensione	1022,16	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,79	%
ΔP stringa	110,2	[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 due impianti costituenti il lotto:

- Impianto 1:

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
Lunghezza stringhe [m]	850	850	800	800	800	800	800	800	850	850	800	850	850
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,62	13,62	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Tensione [V]	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,16	1022,16	1022,16	1022,2
Portata [A]	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
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
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
ΔP parziale [kW]	1,04	1,04	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,98	1,04	1,04	0,98	1,04	1,04
ΔP totale sottocampo [kW]	6,57							6,12					

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					
	INV14	INV15	INV16	INV17	INV18	INV19	INV20	INV21	INV22	INV23	INV24	INV25	INV26
Lunghezza stringhe [m]	800	800	850	850	800	800	800	850	850	850	850	800	800
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Tensione [V]	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2
Portata [A]	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
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
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
ΔP parziale [kW]	0,98	0,98	1,04	1,04	0,98	0,98	0,00	1,04	1,04	1,04	1,04	0,98	0,98
ΔP totale sottocampo [kW]	6,00							6,12					

Impianto 1	Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]						
	Sottocampo 5						
	INV27	INV28	INV29	INV30	INV31	INV32	INV33
Lunghezza stringhe [m]	800	800	850	850	800	800	800
K	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Tensione [V]	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	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
ΔP parziale [kW]	0,98	0,98	1,04	1,04	0,98	0,98	0,98
ΔP totale sottocampo [kW]	6,98						

- Impianto 2:

Impianto 2	Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]											
	Sottocampo 6						Sottocampo 7					
	INV34	INV35	INV36	INV37	INV38	INV39	INV40	INV41	INV42	INV43	INV44	INV45
Lunghezza stringhe [m]	850	850	850	850	850	800	850	850	850	850	800	850
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Tensione [V]	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2
Portata [A]	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
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
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
ΔP parziale [kW]	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	0,98	1,04	1,04	1,04	1,04	0,98	1,04
ΔP totale sottocampo [kW]	6,2						6,2					

Impianto 2	Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]											
	Sottocampo 8						Sottocampo 9					
	INV46	INV47	INV48	INV49	INV50	INV51	INV52	INV53	INV54	INV55	INV56	INV57
Lunghezza stringhe [m]	850	850	850	850	850	800	850	850	850	850	850	800
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033
I carico [A]	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Tensione [V]	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2	1022,2
Portata [A]	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
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
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
ΔP parziale [kW]	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	0,98	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	0,98
ΔP totale sottocampo [kW]	6,2						7,2					

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 lotto di n.2 impianti agrivoltaici è composto da n.58 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.5 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 il collegamento nei vari 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 sia dal numero di cavi posati sullo stesso strato di scavo che dagli accorgimenti per renderli compatibili con l'attività agricola.

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

Impianto 1: Connessione in ac tra inverter e quadro BT														
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 1	1	20	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,73	453	1,2	0,2	0,4
	2	65	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,73	453	4,0	0,5	1,4
	3	127	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	7,9	1,0	2,8
	4	172	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	10,7	1,3	3,8
	5	55	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	3,4	0,4	1,2
	6	90	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	5,6	0,7	2,0
	7	135	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	8,4	1,0	3,0
Sottocampo 2	8	30	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	1,9	0,2	0,7
	9	39	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	2,4	0,3	0,9
	10	92	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	5,7	0,7	2,0
	11	145	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	9,0	1,1	3,2
	12	190	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	11,8	1,5	4,2
Sottocampo 3	13	122	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	7,6	0,9	2,7
	14	57	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	3,5	0,4	1,3
	15	85	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	5,3	0,7	1,9
	16	86	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	5,3	0,7	1,9
	17	139	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	8,6	1,1	3,1
	18	140	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	8,7	1,1	3,1
	19	185	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	11,5	1,4	4,1
	20	186	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	11,5	1,4	4,1
Sottocampo 4	21	145	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	9,0	1,1	3,2
	22	146	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	9,0	1,1	3,2
	23	90	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	5,6	0,7	2,0
	24	145	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	9,0	1,1	3,2
	25	200	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	12,4	1,5	4,4
Sottocampo 5	26	245	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	15,2	1,9	5,4
	27	28	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	1,7	0,2	0,6
	28	29	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	1,8	0,2	0,6
	29	74	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	4,6	0,6	1,6
	30	119	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	7,4	0,9	2,6
	31	179	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	11,1	1,4	4,0
	32	229	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	14,2	1,8	5,1
	33	274	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	17,0	2,1	6,1
Impianto 2: Connessione in ac tra inverter e quadro BT														
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Sottocampo 6	34	27	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	1,7	0,2	0,6
	35	85	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	5,3	0,7	1,9
	36	140	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	8,7	1,1	3,1
	37	195	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	12,1	1,5	4,3
	38	240	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	14,9	1,9	5,3
Sottocampo 7	39	275	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	17,0	2,1	6,1
	40	47	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	2,9	0,4	1,0
	41	92	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	5,7	0,7	2,0
	42	119	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	7,4	0,9	2,6
	43	120	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	7,4	0,9	2,7
	44	174	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	10,8	1,3	3,9
Sottocampo 8	45	175	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	10,8	1,4	3,9
	46	125	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	7,7	1,0	2,8
	47	187	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	11,6	1,4	4,1
	48	242	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	15,0	1,9	5,4
	49	287	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	17,8	2,2	6,4
Sottocampo 9	50	314	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	19,4	2,4	6,9
	51	369	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	22,9	2,9	8,2
	52	18	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	1,1	0,1	0,4
	53	73	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	4,5	0,6	1,6
	54	108	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	6,7	0,8	2,4
	55	173	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	10,7	1,3	3,8
Sottocampo 9	56	145	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	9,0	1,1	3,2
	57	190	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	11,8	1,5	4,2
	58	217	7	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,56	348	13,4	1,7	4,8

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

L'energia prodotta da ciascun sottocampo, dopo essere stata convertita in alternata nei convertitori statici di potenza andrà ad alimentare il proprio trasformatore trifase posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Quest'ultimo eleverà la tensione fino a 20 [kV] e permetterà il collegamento ai quadri MT della corrispondente cabina utente. Tutti i collegamenti elettrici in MT avverranno in cavidotti interrati e per il dimensionamento dei cavi è previsto il posizionamento nello scavo ad una profondità di circa 1,2 m dal livello di superficie del terreno, anche per evitare interferenze con le attività agricole.

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

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

9.1 Caratteristiche dei cavi in MT

Il cavo utilizzato in MT per la connessione tra:

- le cabine di trasformazione;
- la cabine di trasformazione con la cabina utente;

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

Si riportano di seguito le caratteristiche del cavo in MT:

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

ARE4H5(AR)EX AIR BAG™ COMPACT

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

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo
Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

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

Protezione meccanica

Materiale Polimerico (Air Bag)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

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

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design
Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

 Aluminium tape longitudinally applied
(Rmax 3Ω/Km)

Mechanical protection

Polymeric material (Air Bag)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

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

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

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

Il cavo MT utilizzato invece per la connessione elettrica tra:

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

sarà del tipo RG7H1M1X, cordato ad elica visibile, per posa interrata, in rame rigido di classe 2 con uno strato di semiconduttore estruso, isolato in HEPR, un secondo strato di semiconduttore estruso, schermato con filo o nastro di rame, guaina in LSOH di qualità M1 a base di polimeri a ridotto sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi, colore rosso. La sezione del cavo scelta per ogni connessione riportata in precedenza, è pari a 150 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 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.

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


MEDIA TENSIONE - BASSISSIMA EMISIONE DI FUMI E GAS TOSSICI / MEDIUM VOLTAGE - VERY LOW EMISSION OF SMOKE AND TOXIC GASES	
RG7H1M1 Afumex™ MV Power 105	
	
Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV <i>Single core 12/20 kV and 18/30 kV</i>	
Norma di riferimento HD 620 CEI 20-13	Standard HD 620 CEI 20-13
Descrizione del cavo Anima Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso Semiconduttivo interno Elastomerico estruso Isolante Mescola speciale di gomma ad alto modulo Semiconduttivo esterno Elastomerico estruso pelabile a freddo Schermatura A filo di rame rosso Guaina AFUMEX, colore rosso Marcatura PRYSMIAN(**) AFUMEX MV power 105 <tensione> <sez.> CEI 20-22III Cat. C. <anno>	Cable design Core Compact stranded bare copper conductor Inner semi-conducting layer Extruded elastomeric compound Insulation Special high module rubber compound Outer semi-conducting layer Extruded cold strippable elastomeric compound Screen Bare copper wire Sheath AFUMEX; colour red Marking PRYSMIAN(**) AFUMEX MV power 105 <rated voltage> <cross-sect.> CEI 20-22III Cat. C. <year>
(**) sigla sito produttivo	(**) production site label

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

9.2 Criterio di calcolo delle sezioni dei cavi in MT

Per le linee in media tensione relative al progetto, il criterio per la scelta della sezione dei conduttori è quello della massima caduta di tensione (c.d.t.) consentita, con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all' ambiente) non superi i valori ritenuti di sicurezza. Le cabine di trasformazione CT1, CT2 e CT3 dell' Impianto 1, saranno collegate elettricamente ad anello con la cabina CU1. In questo caso, il calcolo della sezione dei conduttori è stata effettuata in modo tale che in nessun punto della linea venisse superata la massima c.d.t. fissata. Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato nel seguente modo: fissato un valore della c.d.t. massima ammissibile per fase, si determinano i valori delle correnti "attive" e "reattive" delle correnti d'impiego prodotte dai sottocampi, si considerano poi le linee di collegamento caricate con le sole componenti reattive,

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

Per quanto concerne l' Impianto 2, le cabine di trasformazione CT4 e CT5, saranno collegate in antenna con la cabina CU2. Anche in questo caso, il criterio utilizzato per determinare la sezione dei conduttori in MT è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver fissato un valore di c.d.t. massimo della tensione nominale, è stata calcolata e dunque scelta la sezione commerciale del cavo, verificando infine con il criterio termico della massima portata.

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

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

dove:

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.

Sarà infine effettuata la verifica termica, calcolando la portata reale del cavo scelto, verificando che questa sia maggiore della corrente massima trasportata dalla linea elettrica. La formula per il calcolo della portata è la seguente:

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

dove:

I_0 è il valore della portata definita dalle tabelle della norma CEI EN 35027, corrispondente a specificate condizioni di posa interrata;

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

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

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

K_p è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa;

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

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

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

dove:

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

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

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

Nelle tabella sottostante vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento dei cavi in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo i collegamenti ad anello, in cavo direttamente interrato, tra le cabine di trasformazione e la rispettiva cabina utente, per ciascuno dei 2 impianti del lotto.

Impianto 1:

CONNESSIONE AD ANELLO - IMPIANTO 1									
CT1			CT2				CT3		
lb1	I-att.-1	I-reatt.-1	lb2	I-att.-2	I-reatt.-2	lb3	I-att.-3	I-reatt.-3	
57,7	52,0	22,3	115,5	103,9	44,7	115,5	103,9	44,7	
c.d.t. max [V]	c.d.t. max [%]	c.d.t. r. [V]	c.d.t. a. [V]	XI [Ω/km]	q-All [mmq·Ω/m]	Lunghezza cavo tra CU1-T1 [m]	Lunghezza cavo tra T1-T2 [m]	Lunghezza cavo tra T2-T3 [m]	Lunghezza cavo tra T3-CU1 [m]
15,0	0,13	3,3	11,7	0,1	0,036	750	215	190	375
Iz0	Kd	Kt-20°C	Kr	Kp-1,2 [m]	K_tot	Iz	Sezione calcolata del cavo in MT - 20 kV [mmq]	Sezione commerciale del cavo in MT - 20 kV [mmq]	
407	0,84	1	1	0,98	0,82	335	233	240	

Tabella 6 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU1 - Impianto 1

Impianto 2:

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI - IMPIANTO 2		
Collegamento	Tra la cabina CT4 e la cabina CU2	Tra la cabina CT5 e la cabina CU2
Lunghezza cavo (m)	155	275
Intensità di corrente (A)	128,3	128,3
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	20	20
Coefficiente di correz.	1	1
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98
N. cavi per scavo	1	3
Coeffic. per n° di strati	1	0,74
Coefficiente totale	0,98	0,73
Sezione (mm ²)	95	95
Portata ammissibile (A)	260	192
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,073	0,130
$\Delta V\%$ accumulata	0,07	0,20
ΔP per ogni tratto (kW)	3,18	5,65

Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina utente CU2 - Impianto 2

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

Come già descritto nel paragrafo 9.2, la scelta della sezione del cavo MT dipende dalla corrente d'impiego, dalla portata effettiva del cavo in relazione al suo regime di funzionamento (regime permanente, ciclico o transitorio) ed alle sue condizioni di installazione (temperatura ambientale, modalità di posa, numero di cavi e loro raggruppamento, etc..) (CEI 11-17). Per la connessione tra le cabine utenti e quelle di consegna, si è scelto un cavo in MT, avente una sezione nominale pari a 3x150 mmq, del tipo RG7H1M1, interrato ad 1,2 m di profondità e protetto da tubazione in PVC il cui diametro esterno avrà un diametro minimo $\Phi=160$ mm (superiore a 1,5 volte il diametro del cavo circoscritto).

Nel seguito si elencano i parametri elettrici del suddetto collegamento:

- Cavo: 3x1x150 mmq – RG7H1M1 – cordato ad elica visibile - 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
- Temperatura del terreno di riferimento: 20 [°C]
- Resistività termica del terreno: 1 [Km/W]

Nella tabella sottostante vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavo in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo il tratto di connessione tra le cabine utenti e quelle di consegna.

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI		
Collegamento	Tra la cabina CU1 e la cabina CC1	Tra la cabina CU2 e la cabina CC2
Lunghezza cavo (m)	20	20
Intensità di corrente (A)	312,7	240,6
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	20	20
Coefficiente di correz.	1	1
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,98	0,98
Sezione (mm ²)	150	150
Portata ammissibile (A)	431	431
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,01	0,01
$\Delta V\%$ accumulata	0,01	0,02
ΔP per ogni tratto (kW)	0,94	0,56

Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine utenti e le cabine di consegna

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

Per la connessione tra le cabine di consegna e la CP "Primavalle", si è adottato un cavo in MT del tipo RG7H1M1, avente una sezione nominale pari a 3x150 mmq, interrato ad 1,2 m di profondità e protetto da tubazione in PVC il cui diametro esterno avrà un diametro minimo $\Phi=160$ mm. Nella tabella successiva sono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavidotto in MT, contenente n.2 cavi protetti da tubazione, posati nello stesso scavo e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo tutto il tratto di connessione.

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI		
Collegamento	Tra la cabina CC1 e la Cabina Primaria	Tra la cabina CC2 e la Cabina Primaria
Lunghezza cavo (m)	6400	6400
Intensità di corrente (A)	312,7	240,6
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	20	20
Coefficiente di correz.	1	1
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98
N. cavi per scavo	2	2
Coeffic. per n° di strati	0,8	0,8
Coefficiente totale	0,78	0,78
Sezione (mm ²)	150	150
Portata ammissibile (A)	345	345
$\Delta V\%$ per ogni tratto	3,4	2,6
ΔP per ogni tratto (kW)	302,34	178,90

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

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 agrivoltaico ha una corrente di cortocircuito pari a qualche per cento (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 agrivoltaico sono stati scelti con una portata maggiore della massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, cioè:

$$I_z \geq 1,25 * I_{SC}$$

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 agrivoltaico possono essere interessati da una corrente di corto circuito in caso di:

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

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

Nella parte di circuito a valle degli inverter, la protezione dalle sovracorrenti è assicurata dall'interruttore magnetotermico e/o dai fusibili. Questi ultimi, se utilizzati, dovranno avere una tensione nominale in c.c. maggiore della massima tensione del generatore agrivoltaico pari ad esempio a $1,25 * U_0$ (a favore della sicurezza). Inoltre il fusibile deve avere una corrente nominale I_n , almeno uguale a $1,25 * I_{sc}$ del modulo agrivoltaico, 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:

$$I_b < I_n < 0,9 * I_z$$

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

Per quanto riguarda invece gli interruttori dei quadri BT, installati nei quadri elettrici in di ogni cabina di trasformazione, hanno un valore di corrente nominale $I_n \geq 250,0$ [A] ed una tensione nominale V_n maggiore di 1500 [V].

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

10.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.

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

10.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE

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

10.5 Servizi ausiliari (SA)

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

all'interno dell'area d'impianto. Si potrà prevedere in una fase successiva che l'alimentazione dei servizi ausiliari sia prelevata direttamente dall'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico.

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 agrivoltaico, per ragioni di equipotenzialità, sarà unico sia per la bassa che per la media tensione.

In Figura 13 seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.

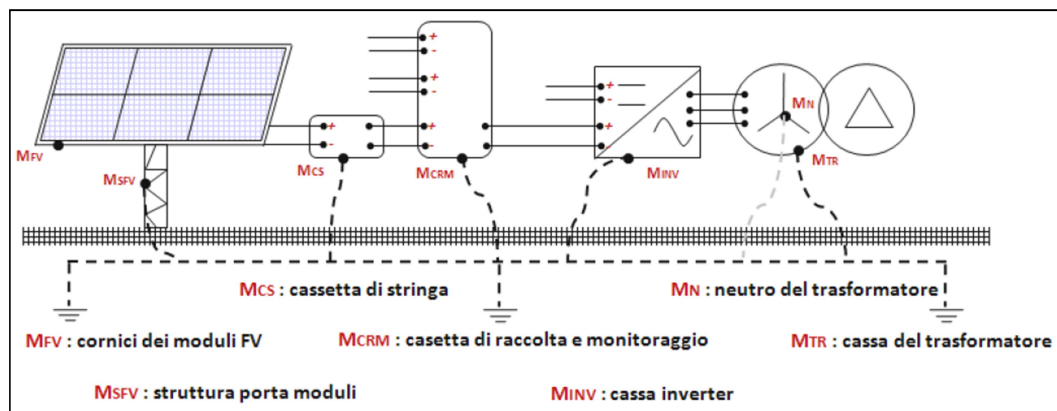


Figura 13 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore

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

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

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

- la rete di recinzione, il cancello d'ingresso e i plinti di fondazione;
- l'anello di terra di ogni struttura metallica;
- l'anello di terra delle cabine utenti;
- l'anello metallico delle cabine di consegna
- 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.

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:

- n.54 pali conici zincati a caldo, distanziati di circa 40 m tra di loro lungo tutto il perimetro della recinzione, aventi un'altezza di circa 4 mt e completi di accessori quali asola per ingresso cavi, asola per morsettiera a conchiglia, morsettiera ad incasso con fusibile, portella da palo, bullone di messa a terra.

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

Per le lampade verranno impegnate:

- lampade a LED a basso assorbimento di energia.

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

12.2 Impianto di videosorveglianza

Per la sorveglianza dell'impianto FV è previsto un sistema di controllo dell'area perimetrale, un controllo volumetrico delle cabine e della control room. I pali utilizzati per l'installazione delle videocamere sono gli stessi utilizzati per l'illuminazione perimetrale. Avranno una altezza massima di 4 m su cui saranno montate due videocamere su pali alterni (ossia ogni 80 m, per un totale di 54 videocamere) assieme al rispettivo corpo illuminante (che si attiverà in caso di allarme/intrusione). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. Il sistema di videosorveglianza è complementare al sistema del cavo microforato e sarà composto indicativamente da:

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

Le telecamere, equipaggiate con convertitori analogici/digitali a bordo, dovranno essere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini mediante conduttori in fibra ottica secondo una topologia di rete point-to-point. Ciascun dispositivo di ripresa sarà dotato di elemento scaldante al fine di evitare fenomeni di condensazione. L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere dovranno essere 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 agrivoltaico, un sistema antifurto a fibra ottica modulare. Una centralina elettronica (master), installata nella cabina utente, verifica che l'anello di luce del cavo ottico codificato sia costantemente chiuso e controlla che l'intensità del fascio di luce sia costante. Nel caso in cui la fibra ottica venga piegata, deformata o interrotta, scatterà l'allarme ed invierà un segnale dato dalla chiusura di un contatto in grado di pilotare qualsiasi sistema di segnalazione quale un dispositivo GSM, una sirena, o interfacciarsi ad un sistema di allarmetradizionale.

Con questo sistema si possono realizzare:

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

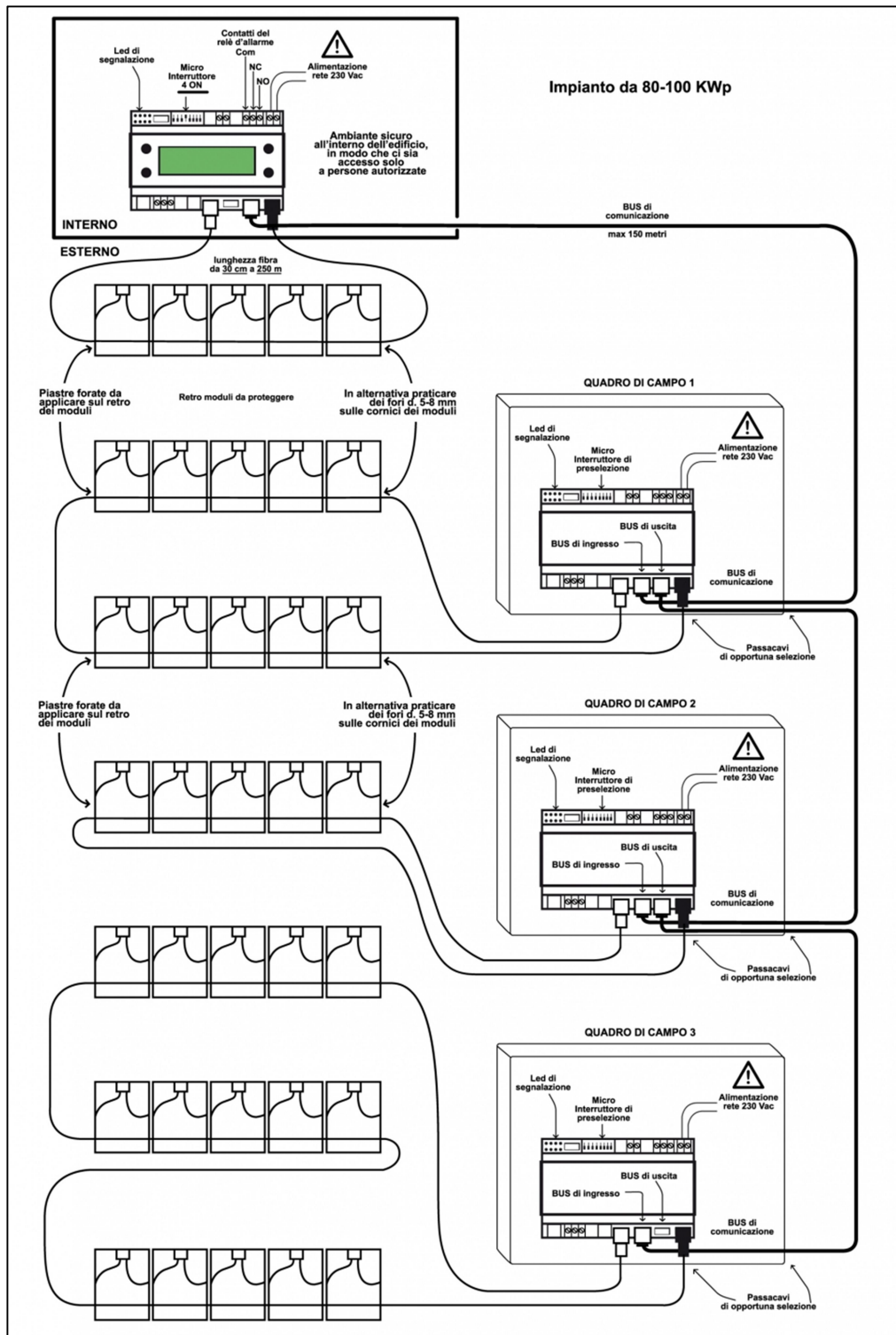


Figura 14 – Sistema di antifurto dei moduli FV

- la protezione delle cabine elettriche, utilizzando lo stesso principio sopra esposto, attraversando o creando una spirale con la fibra ottica. Quest'ultima, dopo aver

attraversato gli inverter da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.

- *la protezione perimetrale del sito agrivoltaico*. 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 agrivoltaico) 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 agrivoltaico 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 MT evitando che:
 - o in caso di mancanza dell'alimentazione della rete di Areti, il Cliente Produttore possa alimentare la rete di Areti stessa;
 - o in caso di guasto sulla rete di Areti, 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 Areti 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 Areti, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di Areti 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 agrivoltaico dalla rete di Areti, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

- un dispositivo generale o DG, che ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica e deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF6 con sgangiatore di apertura e

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

- sovraccarico $I >$, 51;
- cortocircuito polifase (ritardata), $I >>$, 51;
- cortocircuito polifase (istantanea), $I >>>$, 50;
- guasto monofase a terra $I_{o>}$ (51N);
- doppio guasto monofase a terra, $I_{o>>}$, 50N;
- direzionale di guasto a terra per neutro compensato 67NC o neutro isolato 67NI.

13.2 Protezione dai contatti diretti

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

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

13.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche

13.3.1 Fulminazione diretta

L'impianto agrivoltaico 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 agrivoltaico. 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 agrivoltaico. Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo saranno posati entro canali metallici con coperchio, e dovranno essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti. A beneficio di

chiarezza nell'immagine sottostante è fornita una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

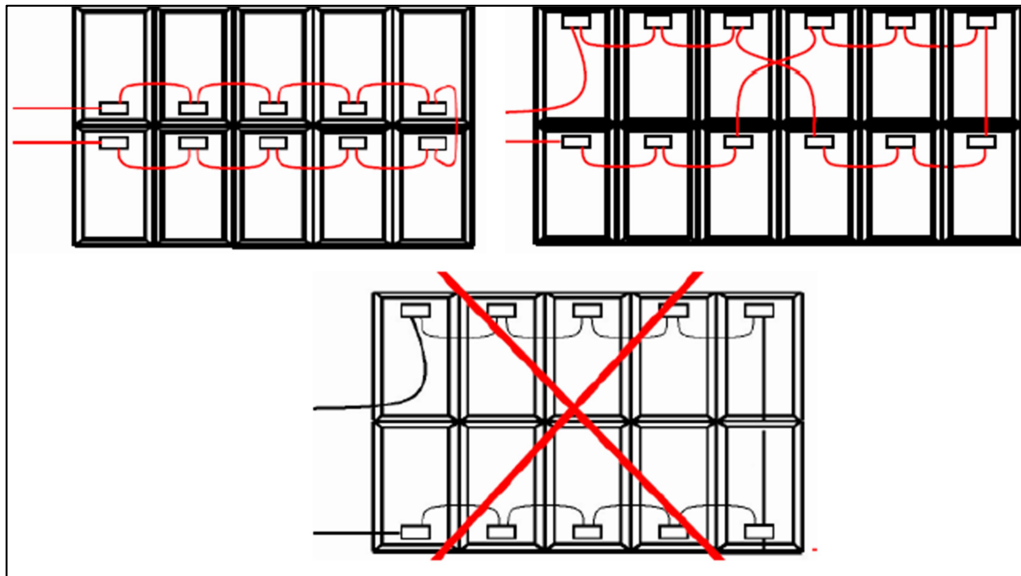


Figura 15 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni

14 PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO

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

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

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

La verifica consisterà nel controllare:

- Il corretto montaggio delle strutture di sostegno dei moduli;
- La continuità elettrica e le connessioni tra i moduli;
- La corretta esecuzione dei cablaggi in congruenza con quanto riportato nel progetto;
- La messa a terra delle masse;

- L'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- Il corretto funzionamento dell'impianto agrivoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

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

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

14.1 Esame a vista e prove

Esame a vista:

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

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

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

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

Prove:

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

- continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;

- protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di
- separazione elettrica;
- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- prove di funzionamento;
- caduta di tensione.

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

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

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

- Verifica della condizione:

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

dove:

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

- Verifica della condizione:

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

dove:

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

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

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

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

15 MONTAGGIO DEI COMPONENTI

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

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

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

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

16 SCAVI E POZZETTI

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

16.1 Scavi

E' prevista l'esecuzione di scavi per la posa dei cavidotti per il cablaggio elettrico dell'impianto agrivoltaico. 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 agrivoltaico. Per quanto riguarda la media tensione, verranno realizzati i seguenti scavi principali:

- collegamenti tra le cabine di trasformazione fino alla connessione ai quadri MT delle rispettive cabine utenti (profondità minima di 1,2 m);
- connessioni in antenna tra le cabine utenti e quelle di consegna;
- connessioni tra le cabine di consegna ed infine ai quadri MT nella cabina CP (profondità minima di 1,2 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 geomeccaniche e geo-fisiche effettuate sul sito di installazione in fase esecutiva, ma si stima che la profondità minima sarà di circa 1-2 m.

La protezione dei cavi all'interno degli scavi deve essere garantita attraverso una protezione meccanica in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto). Tale protezione può essere aggiuntiva esterna (tubazione in PVC) oppure compresa nel cavo (caso "air-bag"). Per quanto riguarda la progettazione dell'impianto fotovoltaico lato MT interno all'area d'impianto, si è previsto l'utilizzo dei cavi con sistema "air-bag" il quale assorbe l'energia cinetica dello shock deformandosi in seguito all'impatto. Questo fa in modo che l'energia residua non danneggi le parti sensibili del cavo, come il sistema isolante e il rivestimento. Rappresenta quindi una soluzione a tale rischio, associato molto spesso all'armatura metallica, che potenzialmente potrebbe pregiudicare l'integrità del sistema isolante, riducendone l'affidabilità nel tempo. Questo sistema permette ai cavi di essere direttamente interrati. Mentre per i cavi in MT esterni all'area d'impianto e di connessione tra cabine utenti e di consegna, saranno protetti da tubazioni in PVC situata al di sopra della guaina esterna dei cavi e che ne garantisce una elevata protezione meccanica, assorbendo gli urti e riducendo il rischio di deformazioni o danneggiamenti degli strati sensibili sottostanti, come l'isolante o lo schermo metallico. Tale tubo, ha una sezione minima pari a 160 mmq.

Per quanto riguarda invece i cavi in bt, sia in c.c. che in c.a., è possibile utilizzare la posa direttamente interrata dei cavi scelti in questa fase di progettazione. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato

valgono i seguenti valori minimi, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17:

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

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

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

16.2 Bilancio produzione materiali di scavo

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

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:	16,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,0 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
<u>Volume di scavo:</u>	$16,0 \times 3,0 \times 0,5 = 24,0 \text{ m}^3$
N. Cabine:	5
<u>Volume totale di scavo:</u>	$24,0 \times 5 = 120,0 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine di consegna

Lunghezza sezione di scavo:	6,19 m
Larghezza sezione di scavo:	3,8 m
Profondità sezione di scavo:	0,68 m
N. Cabine:	2
<u>Volume totale di scavo:</u>	32,0 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine utenti

Lunghezza sezione di scavo:	6,73 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	2
<u>Volume totale di scavo:</u>	17,0 m ³

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

Lunghezza sezione di scavo:	2500 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,9 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	1750 m ³

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

Lunghezza sezione di scavo:	2469 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	variabile
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	1063 m ³

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

Lunghezza sezione di scavo:	2.600 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,6 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	780 m ³

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

Lunghezza sezione di scavo:	1.030 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	852,7 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti MT di connessione tra le CU e le CC

Lunghezza sezione di scavo:	7 m
Larghezza sezione di scavo:	0,54 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	4,6 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla CP

Lunghezza sezione di scavo:	6.400 m
Larghezza sezione di scavo:	0,75 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	5.760 m ³

16.3 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 rame della sezione di 150 mmq, lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mmq, dunque pari a 7500 N. 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 $3 \times 1 \times 150$ mmq, 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 circa 56 mm, il raggio di curvatura minimo sarà: $14 \times 56 = 0,8$ m.

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

17 DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI

L'interramento dei cavi in MT per la connessione tra le cabine di consegna e la CP, e le richiuse tra le cabine, comporterà la realizzazione di scavi a cielo aperto aventi larghezze pari a circa 0,54 m e 0,75 m, profondità di circa 1,2 m e lunghezze variabili, dipendenti dalle posizioni delle cabine elettriche. Le attività per la realizzazione dell'opera per una strada asfaltata, ad esempio, saranno le seguenti:

- Formazione di letto di sabbia
- Posa orizzontale di n° 1/2 tubazioni e passaggio cavi MT
- Riempimento con sabbia o inerti prescritti e materiale di risulta dello scavo
- Infilaggio cavi tramite il tirasonda
- Posa del nastro segnaletico
- Riempimento con idoneo materiale betonabile fluido autolivellante (spessore variabile a seconda della profondità di posa della tubazione)
- Binder e madacam bitumato

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 Areti. Nella realizzazione degli interventi previsti saranno rispettate tutte le norme di tutela ambientale e sicurezza necessarie per la salute dei lavoratori e degli utenti della strada.

18 CRONOPROGRAMMA

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