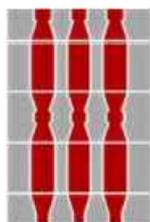


Regione Umbria



Provincia di Terni

Comune di
Orvieto

Regione Lazio



Provincia di Viterbo

Comune di
Bagnoregio

Committente:

RWE

RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.

via Andrea Doria, 41/G - 00192 Roma

P.IVA/C.F. 06400370968

PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

Titolo del Progetto:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO "DEIMOS"

DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 43.243,46 kWp UBICATO NEI COMUNI DI ORVIETO (TR) E BAGNOREGIO (VT) E DELLE OPERE CONNESSE NEL COMUNE DI CASTEL GIORGIO (TR)

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

N° Documento:

RWE-BGR-RTE

ID PROGETTO:

RWE-BGR

DISCIPLINA:

PD

TIPOLOGIA:

R

FORMATO:

A4

Elaborato:

Relazione tecnica elettrica

FOGLIO:

1 di 1

SCALA:

-

Nome file:

RWE-BGR-RTE.pdf

Progettazione:



SR International S.r.l.

C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma

Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106

C.F e P.IVA 13457211004

Progettista:

dott. ing. Andrea Bartolazzi



Rev.	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	01/11/2023	Prima emissione	SR International	RWE	RWE

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 AT.....	5
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	6
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	9
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	10
5. SOTTOCAMPI ELETTRICI	10
6. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	11
7. ELEMENTI DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	12
7.1 Moduli fotovoltaici e stringhe	12
7.2 Multi-MPPT string inverter	13
7.3 Cabine elettriche di trasformazione - CTi.....	15
7.4 Trasformatore di potenza BT/MT	16
7.5 Cabina di raccolta - CDR	16
7.6 Cabina control room	17
7.7 Strutture di supporto dei moduli	17
7.7.1 Strutture tracker.....	18
7.7.2 Strutture fisse inclinate.....	18
8. POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE	20
8.1 Criterio progettuale	20
8.2 Irraggiamento solare.....	20
9. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	21
10. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	23
10.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata	23
10.2 Collegamento in serie tra moduli in D.C.	24
10.3 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc	25
10.4 Collegamento tra inverter e cabine elettriche BT/MT.....	26
11. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE - 30 KV	29
11.1 Caratteristiche dei cavi in MT.....	30
11.2 Criterio di calcolo delle sezioni dei cavi in MT	32
11.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine elettriche e cabina di raccolta CDR	33
11.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra la cabina di raccolta e la SEU	36
12. SISTEMI DI PROTEZIONE.....	36
12.1 Correnti di corto circuito dell’impianto FV	36
12.2 Protezione contro le sovracorrenti	37
12.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.....	38
12.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE.....	38

12.5 Servizi ausiliari (SA).....	38
12.6 Impianto di terra.....	38
13. SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESSA IN RETE	40
14. IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE	40
14.1 Illuminazione del campo FV.....	40
14.2 Impianto di videosorveglianza	41
14.3 Impianto di rivelazione antintrusione	41
15. SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT E MT	43
15.1 Dispositivi di protezione: generale, d'interfaccia e di generatore	43
15.2 Protezione dai contatti diretti.....	45
15.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche.....	45
15.3.1 Fulminazione diretta	45
15.3.2 Fulminazione indiretta	45
16. PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO	46
16.1 Esame a vista e prove	47
17. MONTAGGIO DEI COMPONENTI	49
18. SCAVI E POZZETTI.....	49
18.1 Scavi.....	50
18.2 Bilancio produzione materiali di scavo.....	51
18.3 Fibra ottica.....	53
18.4 Prescrizioni tecniche per la posa interrata del cavo in MT	53
19. DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI	54
20. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DELLA RTN	54
21. STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE 30/132 KV (SEU).....	55
21.1 Caratteristiche degli apparati elettrici in AT	57
21.2 Dispositivi di protezione e misure in AT.....	57
21.3 Principali distanze di progetto	63
21.4 Caratteristiche costruttive del trasformatore MT/AT	64
21.5 Caratteristiche tecniche del cavo in AT.....	65
21.6 Modalità di posa del cavo in AT	67
21.7 Sistemi di telecomunicazione e giunti	69
21.8 Campi elettromagnetici.....	70
21.9 Rumore	70
21.10 Opere civili	70
22. CRONOPROGRAMMA.....	70

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell'area d'impianto con indicazione della nuova Stazione elettrica della RTN.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=590 Wp</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo agrivoltaico bifacciale da 590Wp</i>	<i>13</i>
<i>Figura 4 – Modello dell'inverter con potenza nominale in dc di 330 kVA - caratteristiche tecniche.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 5 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6 – Strutture di sostegno fisse a terra inclinate di 25°.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 7 – Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell'impianto FV (PVSYST)</i>	<i>21</i>
<i>Figura 8 – Cavo ARE4H5(AR)E – 30 kV</i>	<i>31</i>
<i>Figura 9 – Cavo ARE4H5(AR)EX – 30 kV</i>	<i>31</i>
<i>Figura 10 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore</i>	<i>39</i>
<i>Figura 11 – Sistema di antifurto dei moduli FV.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 12 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni</i>	<i>46</i>
<i>Figura 13 – Tabelle con le caratteristiche tecniche del cavo in AT a 132 kV e sezione tipo</i>	<i>67</i>
<i>Figura 14 – Tipico di collegamento "cross bonding" per un cavo in AT.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 15 – Sezioni tipiche di scavo e di posa per il cavo in AT a 132 kV</i>	<i>69</i>
<i>Figura 16 – Caratteristiche del cavo a F.O.</i>	<i>70</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche dell'impianto agrivoltaico</i>	<i>11</i>
<i>Tabella 2 – Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 26 moduli in serie.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 3 – Dimensionamento cavi di collegamento in dc tra i moduli.</i>	<i>25</i>
<i>Tabella 4 – Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico</i>	<i>29</i>
<i>Tabella 5 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine elettriche e la cabina CDR - Area 1.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 6 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine elettriche e la cabina CDR - Area 2.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 7 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine elettriche e la cabina CDR - Area 3.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabella 8 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra la cabina CT12 con la cabina CDR - Area 4.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabella 9 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra la cabina di raccolta e la SEU</i>	<i>36</i>
<i>Tabella 10 – Principali distanze di progetto in AT.....</i>	<i>64</i>

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 sia su strutture fisse opportunamente inclinate che su quelle ad inseguimento solare.

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 denominato "Deimos" e della progettazione delle opere di connessione alla nuova SE della RTN, è la società RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L. che si occupa di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con sede a Roma, in Via Andrea Doria, n.41/G, cap. 00192, P.IVA/C.F. 06400370968 e PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it.

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 energia rinnovabile prevedendo la totale cessione dell'energia generata, secondo le vigenti norme, alla rete elettrica in AT di proprietà della società Terna SpA.

1.1 Oggetto e valenza dell'iniziativa

Il presente documento costituisce la relazione tecnica degli impianti elettrici del progetto definitivo, relativi ad un impianto agrivoltaico con potenza di picco pari a circa 43.243,46 [kWp].

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 AT

Nel preventivo di connessione, il codice pratica è: 202201916, in cui si faceva richiesta di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica), con una potenza in immissione alla rete di circa 49,0 MW, è riportata la soluzione tecnica minima generale. Tale soluzione prevede che la centrale venga collegata in antenna a 132 kV con la sezione a 132 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entra - esce sull' elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 132 kV per il collegamento della centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 132 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

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

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

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

3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto agrivoltaico denominato "Deimos", è localizzato nelle regioni Lazio e Umbria, nelle province di Viterbo e Terni, all'interno dei territori comunali di Bagnoregio ed Orvieto. L'area prevista per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico (in ciano nella figura 1), e di tutte le opere necessarie alla connessione alla rete elettrica e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica, sono situate a circa 9 km in linea d'aria a Sud-Ovest rispetto al Comune di Orvieto (TR) e a circa 3 km ad Nord-Ovest del Comune di Bagnoregio (VT). L'area inoltre dista circa 10 km in linea d'aria, dalla futura Stazione di trasformazione della RTN (in verde in figura 1) da realizzare nel comune di Castel Giorgio (TR).

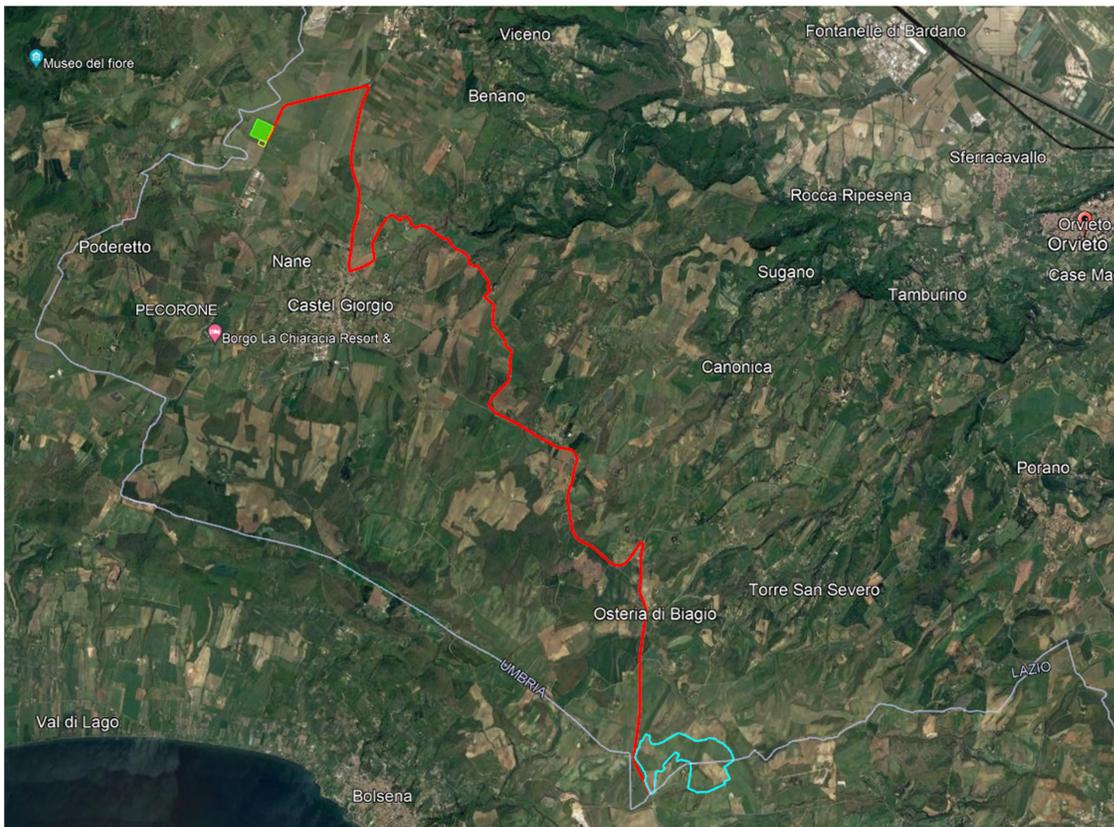


Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell'area d'impianto con indicazione della nuova Stazione elettrica della RTN

Di seguito sono riportate le coordinate dell'area d'impianto e della Stazione elettrica utente (SEU):

COORDINATE UTM WGS-84		
	Latitudine	Longitudine
Area Impianto Agrivoltaico	4726313.19	257267.66
Area SEU	4734984.33	742835.85

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 sia su strutture metalliche ad inseguitori solari monoassiali, con sistema back-tracking, del tipo "1-in-portrait", aventi un pitch di circa 5,3 m e sia su strutture fisse, del tipo "2-in-portrait", inclinate con un angolo di Tilt pari a 25° ed un Azimuth di 0°. Le strutture tracker saranno di due tipi: con 13 e 26 moduli; mentre le strutture fisse saranno di tre tipologie e monteranno rispettivamente: 26, 52 e 104 moduli ciascuna. Le strutture fisse avranno due diversi Pitch, dipendenti dalle diverse pendenze del terreno su cui verrà realizzato l'impianto. Infatti, nell'area ovest (denominata Area 1) la distanza di Pitch tra le vele sarà di circa 9 m mentre, nelle Aree 3 e 4, ad Est, il Pitch sarà di 8 m. Verranno utilizzati moduli monocristallini bifacciali, per una potenza nominale installata di circa 43,24 MWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 590 Wp (in condizioni STC) della Jinko, modello 72HL4-BDV, per un totale di circa 73.294 moduli fotovoltaici. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.26 moduli ciascuna, per una potenza di stringa pari a circa 15,34 kWp. Verranno installati inoltre, 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 125 inverter.

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

5. SOTTOCAMPI ELETTRICI

L'impianto agrivoltaico in oggetto, verrà realizzato su una superficie di terreno recintata avente un'estensione totale di circa 60,6 ha. Nel seguito si riporta una descrizione in forma tabellare delle caratteristiche dell'impianto complessivo suddiviso in 4 aree, ciascuna composta da sottocampi elettrici in relazione alla potenza installata:

	Sottocampi	Numero Moduli	Numero stringhe	Moduli per stringa	Numero inverter	Numero stringhe per inverter	Potenza Sottocampo [kWp]	Potenza Totale [kWp]	Potenza Inverter [kW]	Cabine trafo in MT	Potenza trafo BT/MT 0,8/30 kV	Cabina di raccolta
FISSI Area 1	Sottocampo 1	3068	118	26	5	23*2+24*3	1810,12	10922,08	1500	CT1	1x2000	CDR
	Sottocampo 2	3068	118	26	5	23*2+24*3	1810,12		1500		1x2000	
	Sottocampo 3	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500	CT2	1x2000	
	Sottocampo 4	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500		1x2000	
	Sottocampo 5	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500	CT3	1x2000	
	Sottocampo 6	3094	119	26	6	20*5+19*1	1825,46		1800		1x2000	
TOTALE AREA 1		18512	712		31		10922,08		9300			
TRACKER Area 2	Sottocampo 7	3328	128	26	5	25*2+26*3	1963,52	15754,18	1500	CT4	1x2500	
	Sottocampo 8	3328	128	26	6	21*4+22*2	1963,52		1800		1x2500	
	Sottocampo 9	3328	128	26	6	21*4+22*2	1963,52		1800	CT5	1x2500	
	Sottocampo 10	3328	128	26	6	21*4+22*2	1963,52		1800		1x2500	
	Sottocampo 11	3328	128	26	6	21*4+22*2	1963,52		1800	CT6	1x2500	
	Sottocampo 12	3354	129	26	6	21*3+22*3	1978,86		1800		1x2500	
	Sottocampo 13	3354	129	26	6	21*3+22*3	1978,86		1800	CT7	1x2500	
	Sottocampo 14	3354	129	26	6	21*3+22*3	1978,86		1800		1x2500	
TOTALE AREA 2		26702	1027		47		15754,2		14110			
FISSI Area 3	Sottocampo 15	3068	118	26	5	23*2+24*3	1810,12	14573,00	1500	CT8	1x2000	
	Sottocampo 16	3068	118	26	5	23*2+24*3	1810,12		1500		1x2000	
	Sottocampo 17	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500	CT9	1x2000	
	Sottocampo 18	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500		1x2000	
	Sottocampo 19	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500	CT10	1x2000	
	Sottocampo 20	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500		1x2000	
	Sottocampo 21	3094	119	26	5	23*1+24*4	1825,46		1500	CT11	1x2000	
	Sottocampo 22	3094	119	26	6	20*5+19*1	1825,46		1800		1x2000	
	TOTALE AREA 3		24700	950		41			14573,0		12300	
FISSI Area 4	Sottocampo 23	3380	130	26	6	22*4+21*2	1994,20	1994,20	1800	CT12	1x2500	
TOTALE AREA 3		3380	130		6		1994,2		1800			
TOTALE IMPIANTO		73294	2819		125			43243,46	37500	12	23	1

Tabella 1 – Caratteristiche dell'impianto agrivoltaico

La suddivisione dei vari sottocampi elettrici, il collegamento in BT degli inverter con i rispettivi quadri elettrici nelle cabine e tra queste con la cabina di raccolta, sono riportati nella tavola allegata RWE-BGR-IE-09.

6. 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 quadri (denominata CTi), saranno realizzate tramite cavidotti interrati opportunamente dimensionati i cui scavi saranno realizzati internamente alle rispettive aree d'impianto. La BT sarà trasformata in Media Tensione (MT) a 30 kV, mediante n.23 trasformatori trifase, isolati in resina, del tipo DYn11. Le cabine elettriche ubicate nelle aree: 1, 2, 3 e 4, avranno i seguenti collegamenti, mediante cavidotti interrati in MT interni all'area d'impianto:

- Area 1: CT1 – CT2 – CDR; CT3 – CDR;
- Area 2: Anello tra le cabine CT4 – CT5- CT6 – CT7 – CDR;
- Area 3: Anello tra le cabine CT8 – CT9 – CT10 – CT11 – CDR;
- Area 4: CT12 – CDR.

La CDR si conetterà poi ai quadri d'ingresso della Stazione Utente di trasformazione (SEU), mediante un cavidotto interrato in MT, il cui percorso avverrà prevalentemente su strada, il quale trasporterà l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici da immettere in rete in AT a 132 kV.

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) come mostrato nel paragrafo dedicato.

7. ELEMENTI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Gli elementi del sistema agrivoltaico in progetto sono:

- Moduli fotovoltaici e stringhe;
- Inverter multistringa (CC/AC);
- Cabine elettriche;
- Trasformatori di potenza BT/MT;
- Cabina di raccolta;
- Strutture metalliche di supporto dei moduli;
- Cablaggi elettrici.

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.

7.1 Moduli fotovoltaici e stringhe

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali della Jinko Solar, del tipo 72HL4-BDV 590W, della potenza nominale di 590 Wp (o similari) in condizioni STC. Verranno installati 73.294 moduli.

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.

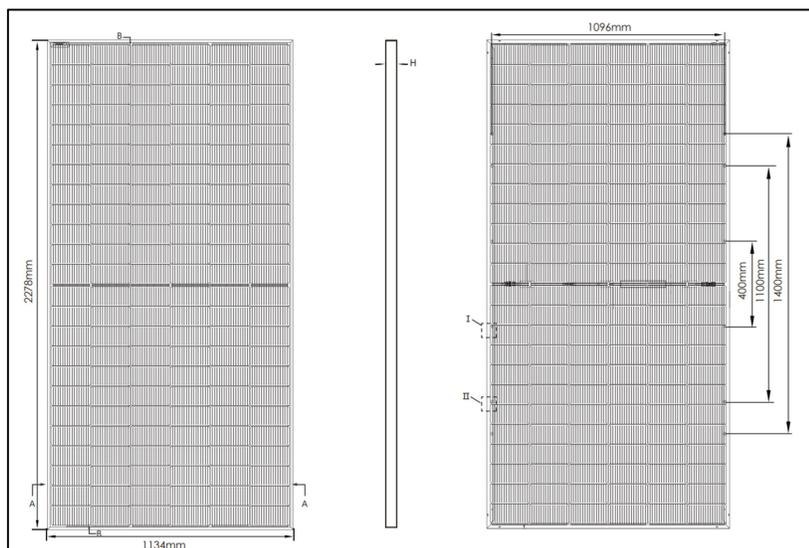


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=590 Wp

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

SPECYFIKACJE											
Typ modułu	JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV		JKM585N-72HL4-BDV		JKM590N-72HL4-BDV		
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Moc maksymalna (Pmax)	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp	590Wp	444Wp	
Napięcie mocy maksymalnej (Vmp)	42,9V	39,65V	42,44V	39,78V	42,59V	39,87V	42,74V	40,03V	42,88V	40,15V	
Natężenie prądu mocy maksymalnej (Imp)	13,48A	10,81A	13,55A	10,87A	13,62A	10,94A	13,69A	10,99A	13,76A	11,05A	
Napięcie obwodu otwartego (Voc)	51,07V	48,51V	51,27V	48,70V	51,47V	48,89V	51,67V	49,08V	51,86V	49,26V	
Prąd obwodu zwartego (Isc)	14,25A	11,50A	14,31A	11,55A	14,37A	11,60A	14,43A	11,65A	14,49A	11,70A	
Sprawność modułu STC (%)	22,07%		22,26%		22,45%		22,65%		22,84%		
Temperatura pracy (° C)						-40°C~+85°C					
Maksymalne napięcie uktadu						1500 VDC (IEC)					
Maksymalne obciążenie bezpiecznika szeregowego						30 A					
Tolerancja mocy						0~+3%					
Współczynnik temperaturowy mocy Pmax						-0,29%/°C					
Współczynnik temperaturowy napięcia Voc						-0,25%/°C					
Współczynnik temperaturowy natężenia prądu Isc						0,045%/°C					
Nominalna temperatura pracy ogniwa (NOCT)						45±2°C					
Referencyjny współczynnik pracy dwustronnej						80±5%					

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo agrivoltaico bifacciale da 590Wp

* 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.

7.2 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 agrivoltaico 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 agrivoltaico 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 dell'inverter con potenza nominale in dc 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 elettrica mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di n. 125 gruppi di conversione SSI in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore agrivoltaico. 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 RWE-BGR-IE-01.

7.3 Cabine elettriche di trasformazione - CTI

La cabina elettrica di trasformazione in oggetto, avrà le dimensioni minime pari a circa 16 x 3,2 x 3,2 m e conterrà al suo interno:

- quadri in BT, composti da interruttori di manovra-sezionamento o fusibili di protezione e collegamento delle linee trifase provenienti dagli inverter, un interruttore magnetotermico differenziale generale di protezione connesso sul lato BT del trasformatore BT/AT, un sistema di monitoraggio, interruttori magnetotermici per l'alimentazione di luce, FM e sistemi ausiliari;
- il quadro in MT con scomparti a tensione nominale pari a 30 kV del tipo MT Switchgear 8DJH isolato ad SF6 della Siemens. E' un quadro in AT compatto costituito da scomparti di protezione linee e di protezione trasformatore mediante interruttori e sezionatori. 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.

Nell'impianto FV verranno installate n.12 cabine elettriche che saranno interrate con scavo avente dimensioni minime pari a circa: 16x3,2x0,5 m. Le cabine saranno

realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

Si rimanda alla tavola allegata RWE-BGR-IE-06, che riporta la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione. Mentre la tavola allegata RWE-BGR-IE-02, riporta gli schemi unifilari delle connessioni tra i vari quadri elettrici all'interno della cabina e la cabina di ricezione in MT.

7.4 Trasformatore di potenza BT/MT

La trasformazione della bassa tensione, 800 V, in alternata fino a 30.000 V in media, avverrà mediante l'installazione di n.23 trasformatori di potenza trifasi isolati in resina, del tipo DYn11, ONAF, rapporto di trasformazione pari a 0,8/30, di potenza compresa tra 2000÷2500 kVA (dipendente dalla potenza e dal numero di inverter collegati nei vari sottocampi), tensione d'isolamento pari a 30 kV e Vcc% al di sotto del 6%. I trasformatori saranno installati all'interno delle cabine di trasformazione, con o senza un box metallico di protezione.

7.5 Cabina di raccolta - CDR

Sarà installata una cabina elettrica di raccolta (CDR) nella quale convergeranno i collegamenti elettrici tra le cabine elettriche CTi dei vari sottocampi e si collegherà al quadro in MT della SEU. Il manufatto conterrà al suo interno equipaggiamenti elettromeccanici completi di organi di manovra e sezionamento in MT, eventuale trasformatore MT/BT aux, eventuale gruppo elettrogeno, apparecchiature per il telecontrollo, automazione e telegestione, misure con contatore, quadri in BT.

La CDR sarà realizzata 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, 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. 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 raccolta e lo schema unifilare di connessione con la SEU, sono riportate nella tavola RWE-BGR-IE-05 allegata al seguente progetto. Inoltre:

- 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.

Le dimensioni minime della cabina saranno pari a circa 20 x 3,2 x 3,2 m.

Gli scomparti MT che assicurano il sezionamento dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione comandati dai sistemi di protezione, possono essere sia isolati in aria che in SF6. Ciascuna cabina sarà dotata di sistema di climatizzazione per garantire il

mantenimento della temperatura interna per evitare che questa ecceda oltre i limiti di ottimale funzionamento, di impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna e di un'illuminazione adeguata di almeno 100 lux.

7.6 Cabina control room

In prossimità della cabina di raccolta è previsto l'installazione di una cabina in calcestruzzo, adibita ai servizi di monitoraggio e controllo dell'intero campo agrivoltaico. Le dimensioni della control room sono pari a circa: 10,0 x 8,0 x 3,2 m. All'interno della control room saranno presenti i seguenti dispositivi principali:

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

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

Le grandezze controllate del sistema sono:

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

La cabina control room è riportata in dettaglio nella tavola allegata RWE-BGR-IE-07.

7.7 Strutture di supporto dei moduli

Nell'impianto agrivoltaico in oggetto, saranno installate sia strutture di supporto ad inseguitori solari monoassiali con asse di rotazione inclinato lungo la direzione Nord-Sud, che strutture fisse ed inclinate di 25° rispetto a sud. Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei pannelli fotovoltaici dell'impianto, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli. Le strutture di supporto verranno posate su fondazioni a vite o a palo in acciaio zincato infisse direttamente nel terreno ed interrate 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.

7.7.1 Strutture tracker

La tipologia di tracker monoassiale utilizzato nel progetto è del tipo C della figura 5 seguente, "1 in portrait", che prevede il montaggio di n.1 moduli fotovoltaici in verticale sull'asse di rotazione:



Figura 5 – 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 agrivoltaico, alle condizioni geotecniche del sito specifico e alla quantità di spazio di installazione disponibile. Tutte le parti in acciaio saranno galvanizzate in base alle condizioni ambientali del sito per raggiungere una durata di vita prevista di 25 anni. Un motore CA con attuatore lineare è installato su ciascuna struttura, ottenendo un livello superiore di affidabilità rispetto ai motori DC commerciali. L'alimentazione delle schede di controllo avviene tramite linea monofase a 230 V, 50 Hz o 60 Hz. Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra gli assi delle file è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 5,3 m. Le strutture di supporto dei moduli rispetteranno le disposizioni prescritte dalle Norme CNR-UNI, circolari ministeriali, etc. riguardanti le azioni dei fenomeni atmosferici, e le Norme vigenti riguardanti le sollecitazioni sismiche.

7.1.2 Strutture fisse inclinate

La struttura di supporto utilizzata in questa fase di progettazione verrà realizzata in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio e avranno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente

alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva.

Inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Il supporto del pannello è costituito da due piedi infissi nel terreno ad una profondità minima di 2 m, le cui altezze dal piano di terra minima e massima sono rispettivamente pari a circa 1,2 m e 3,3 m ciascuna. Le strutture, del tipo "2-in-portrait", saranno inclinate di 25° con un azimuth di 0° e Pitch variabile dipendentemente dalla pendenza del terreno. Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da due profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, saranno vincolati al telaio sottostante per mezzo di opportuni ganci. Le strutture verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza di Pitch tra le file delle strutture è stata valutata, al fine di minimizzare i mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 9 m per i moduli posizionati nell'Area 1, mentre di circa 8 m, per i restanti moduli nelle aree 3 e 4, questo per via della maggiore pendenza del terreno nella prima area rispetto alle altre.

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

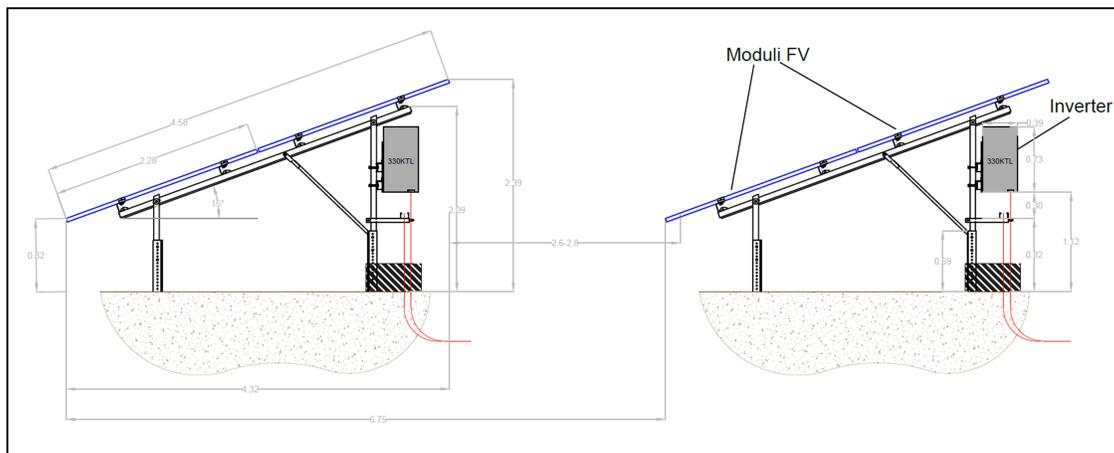


Figura 6 – Strutture di sostegno fisse a terra inclinate di 25°

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 a scopi agricoli.

Si rimanda al disciplinare tecnico allegato per maggiori informazioni sulle tipologie di strutture di supporto adottate.

8. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

8.1 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 agrivoltaico in progetto sarà esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo un orientamento avente un azimuth di 0° rispetto alla direzione Nord-Sud, ed evitando fenomeni di ombreggiamento mediante il sistema baktracking montato sugli inseguitori solari. Le perdite d'energia dovute a tali fenomeni infatti, 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 RWE-BGR-RP.

8.2 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 l'area d'impianto nei diversi mesi dell'anno.

Area 1

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	46.8	22.98	6.26	72.8	63.5	689289	654973	0.823
February	69.5	35.02	2.32	97.5	89.8	998040	955943	0.897
March	126.6	52.29	8.55	156.9	148.6	1599012	1535672	0.896
April	168.2	64.63	13.25	189.1	179.9	1894252	1821438	0.882
May	192.4	72.89	16.91	196.4	186.2	1959076	1883681	0.878
June	209.5	73.09	19.69	206.3	195.9	2059237	1980951	0.879
July	202.9	79.47	21.25	202.9	192.5	2033512	1956180	0.883
August	211.5	56.05	26.19	230.4	220.3	2237290	2152753	0.855
September	142.5	57.38	18.43	169.3	160.8	1694878	1629501	0.881
October	112.3	40.00	14.46	155.1	145.7	1550477	1489699	0.879
November	59.7	28.36	10.45	91.5	81.4	875276	836395	0.837
December	53.0	23.27	6.68	90.8	76.7	825384	787866	0.795
Year	1595.1	605.43	13.78	1859.1	1741.3	18415722	17685052	0.871

Area 2

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	46.8	22.98	6.26	68.5	56.2	912712	879335	0.815
February	69.5	35.02	2.32	98.4	83.4	1369747	1323220	0.853
March	126.6	52.29	8.55	175.4	155.4	2472657	2388193	0.864
April	168.2	64.63	13.25	229.0	207.8	3229221	2895483	0.803
May	192.4	72.89	16.91	259.1	238.4	3632885	3377501	0.827
June	209.5	73.09	19.69	282.5	259.7	3912615	3773231	0.848
July	202.9	79.47	21.25	272.5	250.2	3784954	3651752	0.851
August	211.5	56.05	26.19	300.2	273.8	4025338	3885428	0.821
September	142.5	57.38	18.43	200.6	178.2	2742842	2493079	0.789
October	112.3	40.00	14.46	168.2	144.8	2255340	2180890	0.823
November	59.7	28.36	10.45	86.8	72.0	1155818	1116102	0.816
December	53.0	23.27	6.68	79.5	63.7	1033763	997399	0.797
Year	1595.1	605.43	13.78	2220.6	1983.7	30527889	28961613	0.828

Area 3 e 4

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	46.8	22.98	6.26	73.0	63.9	1042972	981123	0.812
February	69.5	35.02	2.32	96.9	89.0	1481832	1402290	0.873
March	126.6	52.29	8.55	157.6	149.3	2421840	2291997	0.878
April	168.2	64.63	13.25	189.4	180.3	2868217	2715673	0.865
May	192.4	72.89	16.91	196.6	186.5	2963783	2807467	0.862
June	209.5	73.09	19.69	207.2	196.7	3123024	2958963	0.862
July	202.9	79.47	21.25	203.7	193.1	3081360	2920907	0.866
August	211.5	56.05	26.19	230.9	220.5	3386594	3206706	0.838
September	142.5	57.38	18.43	169.6	160.9	2562420	2428422	0.864
October	112.3	40.00	14.46	155.2	145.8	2328658	2206084	0.858
November	59.7	28.36	10.45	91.4	81.6	1315609	1243589	0.821
December	53.0	23.27	6.68	90.6	76.9	1251001	1182090	0.787
Year	1595.1	605.43	13.78	1862.1	1744.5	27827309	26345312	0.854

Figura 7 – Irraggiamento e dati meteo relativi alla zona dell'impianto FV (PVSYST)

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 7, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa 1.595,1 kWh/m² anno.

La produzione di energia elettrica annua dell'impianto agrivoltaico, dopo aver considerato un fermo impianto di almeno n.3 giorni, risulta essere pari a circa 72,39 [GWh/a] con rispettive ore di funzionamento equivalenti annue di circa 1.674 [kWh/kWp/anno]. Si rimanda per maggiori dettagli, alla relazione tecnica di produzione allegata.

9. 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; di seguito è esposta la formula per ricavarne il valore;
- $V_{mp_stringa}(T_{min})$: rappresenta il valore di tensione di MPPT alla minima temperatura della stringa;
- $V_{mp_stringa}(T_{max})$: rappresenta il valore della tensione di MPPT alla massima temperatura della stringa;
- $I_{sc_sottocampo}(T_{max})$: rappresenta il valore di corrente di corto circuito alla massima temperatura del sottocampo;
- $I_{max_mppt_inverter}$: è il valore di Corrente di entrata massima dell'inverter o dello specifico MPPT;
- $V_{mppt_min_inverter}$: è il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt_MAX_inverter}$: è il Valore di tensione di ingresso massimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt_min_inverter}$: rappresenta il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- V_{max_modulo} : Tensione massima assoluta dei pannelli;
- $V_{max_inverter}$: Tensione massima assoluta dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -0.25 [%/°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 26 moduli in serie del tipo 72HL4-BDV 590M - Jinko da 590 Wp

<i>Condizioni da verificare</i>	<i>Verifica</i>
Voc_stringa(Tmin)<Vmax_inverter	1446 V <1500 V
Voc_stringa(Tmin)<Vmax_modulo	1446 V <1500 V
Isc_sottocampo(Tmax)<Imax-mppt_inverter	354,8 A <390 A
Vmp_stringa(Tmax)>Vmppt-min_inverter	989,5 V >500 V
Vmp_stringa(Tmin)<Vmppt-MAX_inverter	1212,4 V <1500 V

Tabella 2 – Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 26 moduli in serie

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

10. 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.

10.1 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 H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kV in cc (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 H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kV in cc (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 elettrica BT/AT, per i quali si impiegheranno cavi di tipo tradizionale direttamente interrati, ad esempio del tipo FG16R16 0,6/1 kV (o similari) in quanto sono solitamente non soggetti all'irraggiamento diretto da luce solare e possono essere direttamente interrati.

I percorsi dei cavi saranno progettati in maniera tale da ottimizzare la lunghezza delle connessioni, minimizzare le perdite di potenza e dunque ridurre la spesa economica. Il dimensionamento dei cavi sarà eseguito affinché essi siano percorsi da una corrente tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti, sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Inoltre, la sezione scelta del conduttore deve essere tale da garantire che in ogni punto del sistema non venga superata la massima caduta di tensione consentita ed assicurare così una perdita di potenza contenuta. Considerando che la portata del generico cavo I_z (intesa come la massima intensità di corrente elettrica che può attraversare un cavo permanentemente ed in modo stabile in determinate condizioni di posa e di esercizio, senza che la temperatura superi quella sopportabile dall'isolante) deve essere maggiore o uguale alla corrente di impiego del circuito elettrico, ed assumendo una corrente di impiego del modulo (stringa) pari a circa 13,76 [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.

10.2 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 H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kV in cc (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 590 Wp, si possono formare stringhe da 26 moduli connessi in serie tra loro. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superasse determinati valori di sicurezza per i cavi.

Nella tabella sottostante è riportato il dimensionamento dei cavi considerando una lunghezza massima dei collegamenti dei moduli a formare una stringa di circa 52 m (in c.c.) per ogni sottocampo degli impianti FV. Si possono inoltre evincere, sia il valore della caduta di tensione percentuale relativa al tratto di linea di collegamento dei moduli (cdt%), sia la perdita di potenza totale corrispondente a tutte le stringhe relative ai tre impianti ed indicata con ΔP totale:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	52	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,76	[A]
Tensione	1114,9	[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 %	0,42	%
ΔP stringa	65,0	[W]
ΔP Impianto	199,2	[kW]
$\Delta P\%$ totale Impianto	0,42	%

Tabella 3 – Dimensionamento cavi di collegamento in dc 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.

10.3 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc

Il collegamento elettrico tra la singola stringa e l'inverter avverrà mediante cavi unipolari del tipo H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kV in cc (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 26 moduli, e che gli inverter dell'impianto avranno in ingresso un numero di stringhe comprese tra 19 e 25, per un totale di 2.819 stringhe complessive (come specificato in tabella 1). Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% massime e minime, valide per ciascun sottocampo degli impianti FV, corrispondenti rispettivamente alla massima ed alla minima lunghezza di connessione tra stringa e inverter.

Lunghezza minima di collegamento:

Per ogni sottocampo		
Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	1,5	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,76	[A]
Tensione	1114,9	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,012	%
ΔP stringa	1,87	[W]

Lunghezza massima di collegamento:

Collegamento massimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	250	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,76	[A]
Tensione	1114,88	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	2,04	%
ΔP stringa	312,4	[W]

10.4 Collegamento tra inverter e cabine elettriche BT/MT

Di seguito si riporta il dimensionamento dei cavi elettrici di collegamento tra inverter e cabine elettriche per ogni sottocampo elettrico. La sezione commerciale del cavo scelto per i collegamenti 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 agrivoltaico - Connessione in ac tra inverter e quadro BT - Area 1														
	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	206	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	11,2	1,4	4,6
	2	180	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	11,1	1,4	4,0
	7	8	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	6,1	0,8	4,0
	8	42	2	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	6,6	0,8	2,2
	10	77	2	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	4,7	0,6	2,3
Sottocampo 2	3	179	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	4,7	0,6	1,7
	4	99	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	0,5	0,1	0,2
	5	106	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	2,6	0,3	0,9
	6	75	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	7,3	0,9	2,6
	9	117	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	4,8	0,6	1,7
Sottocampo 3	1	245	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	15,2	1,9	5,4
	2	151	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	9,3	1,2	3,3
	3	126	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	7,8	1,0	2,8
	4	94	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	5,8	0,7	2,1
Sottocampo 4	10	30	2	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	3,0	0,4	1,1
	5	48	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	9,2	1,1	3,3
	6	148	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	13,9	1,7	5,0
	7	225	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	9,9	1,2	3,5
	8	160	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	4,2	0,5	1,5
	9	67	2	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	1,8	0,2	0,7
Sottocampo 5	7	124	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	7,8	1,0	2,8
	8	213	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,4	0,6	1,6
	9	159	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	1,6	0,2	0,6
	10	235	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	0,5	0,1	0,2
Sottocampo 6	11	204	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	2,6	0,3	0,9
	1	125	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,9	0,6	1,7
	2	71	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	7,7	1,0	2,7
	3	27	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,2	1,6	4,7
	4	9	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	9,8	1,2	3,5
	5	43	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	14,5	1,8	5,2
6	79	11	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	12,6	1,6	4,5	

Impianto agrivoltaico - Connessione in ac tra inverter e quadro BT - Area 2														
	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 7	1	256	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	15,8	2,0	5,7
	2	176	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	10,9	1,4	3,9
	3	179	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	11,1	1,4	4,0
	4	110	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	6,8	0,9	2,4
	5	89	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	5,5	0,7	2,0
Sottocampo 8	6	19	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	1,2	0,1	0,4
	7	61	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	3,8	0,5	1,3
	8	48	2	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	3,0	0,4	1,1
	9	125	2	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	7,8	1,0	2,8
	10	108	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	6,7	0,8	2,4
Sottocampo 9	11	177	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	11,0	1,4	3,9
	1	283	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	17,5	2,2	6,3
	3	268	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	14,7	1,8	5,3
	5	105	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	16,6	2,1	5,9
	6	15	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	7,4	0,9	2,6
Sottocampo 10	7	45	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	6,5	0,8	2,3
	10	19	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	0,9	0,1	0,3
	2	238	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	2,8	0,3	1,0
	4	119	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	4,8	0,6	1,7
	8	77	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	8,2	1,0	2,9
Sottocampo 11	9	133	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	1,2	0,1	0,4
	11	167	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	10,3	1,3	3,7
	12	227	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	14,1	1,8	5,0
	1	349	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	21,6	2,7	7,7
	2	327	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	20,3	2,5	7,2
Sottocampo 12	3	242	4	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,67	414	15,0	1,9	5,3
	4	199	4	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,67	414	12,3	1,5	4,4
	8	253	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	9,0	1,1	3,2
	9	205	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	3,4	0,4	1,2
	5	146	4	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,67	414	0,6	0,1	0,2
Sottocampo 13	6	54	4	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,67	414	15,7	2,0	5,6
	7	10	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	12,7	1,6	4,5
	10	192	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	11,9	1,5	4,3
	11	131	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	8,1	1,0	2,9
	12	74	8	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,54	335	4,6	0,6	1,6
Sottocampo 14	1	368	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	22,8	2,8	8,1
	2	310	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	19,2	2,4	6,9
	3	251	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,5	1,9	5,5
	10	222	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	20,5	2,6	7,3
	11	185	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	22,4	2,8	8,0
Sottocampo 14	12	133	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	25,1	3,1	9,0
	4	331	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,0	1,4	3,9
	5	361	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	7,1	0,9	2,5
	6	406	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	3,5	0,4	1,2
	7	178	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,7	1,7	4,9
Sottocampo 14	8	114	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	11,4	1,4	4,1
	9	56	12	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,3	1,0	2,9

Impianto agrivoltaico - Connessione in ac tra inverter e quadro BT - Area 3														
	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 15	1	43	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	2,7	0,3	1,0
	2	60	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	3,7	0,5	1,3
	3	74	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,6	0,6	1,6
	4	105	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	6,5	0,8	2,3
	5	137	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,5	1,1	3,0
Sottocampo 16	6	261	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	16,2	2,0	5,8
	7	322	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	19,9	2,5	7,1
	8	254	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,7	2,0	5,6
	9	221	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,7	1,7	4,9
10	155	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	9,6	1,2	3,4	
Sottocampo 17	1	166	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	10,3	1,3	3,7
	7	56	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,8	1,1	3,1
	8	31	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	6,8	0,8	2,4
	9	60	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	6,3	0,8	2,2
10	92	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,8	0,6	1,7	
Sottocampo 18	2	142	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,1	0,5	1,5
	3	110	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	3,5	0,4	1,2
	4	102	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	1,9	0,2	0,7
	5	78	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	3,7	0,5	1,3
6	66	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	5,7	0,7	2,0	
Sottocampo 19	1	82	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	5,1	0,6	1,8
	2	58	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	3,6	0,4	1,3
	3	13	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	0,8	0,1	0,3
	8	96	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	2,8	0,4	1,0
10	266	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	4,4	0,5	1,6	
Sottocampo 20	4	46	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	8,9	1,1	3,2
	5	71	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	5,6	0,7	2,0
	6	143	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	5,9	0,7	2,1
	7	91	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	9,4	1,2	3,4
9	152	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	16,5	2,1	5,9	
Sottocampo 21	1	415		800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	25,7	3,2	9,2
	3	364	1	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,85	526	24,2	3,0	8,7
	4	347	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	22,5	2,8	8,1
	5	302	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	21,5	2,7	7,7
6	278	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	18,7	2,3	6,7	
Sottocampo 22	2	391	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	17,2	2,2	6,2
	7	246	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	15,2	1,9	5,4
	8	220	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	13,6	1,7	4,9
	9	118	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	7,3	0,9	2,6
	10	62	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	3,8	0,5	1,4
11	41	10	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,53	329	2,5	0,3	0,9	

Impianto agrivoltaico - Connessione in ac tra inverter e quadro BT - Area 4														
	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 23	1	14	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	0,8	0,1	0,3
	2	154	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	9,6	1,2	3,4
	3	210	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	13,0	1,6	4,7
	4	266	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	16,5	2,1	5,9
	5	320	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	19,8	2,5	7,1
	6	376	6	800	238,2	300	0,13	0,079	620	0,58	361	23,3	2,9	8,3

Tabella 4 – Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico

11. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE - 30 KV

L'energia prodotta da ciascun sottocampo, dopo essere stata convertita in alternata nei convertitori statici di potenza andrà ad alimentare il proprio trasformatore trifase nella rispettiva cabina elettrica di trasformazione e quadri BT e MT. Quest'ultimo eleverà la tensione fino a 30 kV e permetterà il collegamento ai quadri MT della corrispondente cabina di raccolta CDR. Tutti i collegamenti elettrici in MT avverranno in cavidotti interrati e per il dimensionamento dei cavi è previsto il posizionamento nello scavo ad

una profondità minima di 1,2 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 pari a 36 KV, con conduttore in alluminio ad isolamento solido.

11.1 Caratteristiche dei cavi in MT

I cavi utilizzati in MT per la connessione tra:

- le cabine elettriche di trasformazione;
- le cabine elettriche con la cabina di raccolta;
- la CDR con la SEU;

saranno del tipo:

- ARE4H5(AR)E (o similari) unipolari, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", disposto a trifoglio negli scavi;
- ARE4H5(AR)EX (o similari) unipolari, cordati ad elica visibile, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", disposto a trifoglio negli scavi;

In particolare, i collegamenti elettrici in MT nell' area 1 e 4 avverranno con cavi cordati, mentre le restanti connessioni utilizzeranno l'altra tipologia di cavo.

Si riportano di seguito le caratteristiche costruttive delle due tipologie di cavi in MT:

- Cavo Unifilare MT ARE4H5(AR)E

ARE4H5(AR)E AIR BAG™ COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 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 (R_{max} 3Ω/Km)

Protezione meccanica
Materiale Polimerico (Air Bag)

Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura
PRYSMIAN (**) ARE4H5(AR)E <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 (R_{max} 3Ω/Km)

Mechanical protection
Polymeric material (Air Bag)

Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

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

Figura 8 – Cavo ARE4H5(AR)E – 30 kV

- Cavo Tripolare MT ARE4H5(AR)EX

ARE4H5EX 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 (R_{max} 3Ω/Km)

Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura
PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <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 (R_{max} 3Ω/Km)

Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking
PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <rated voltage> <cross-section>
<phase 1/2/3> <year>

Figura 9 – Cavo ARE4H5(AR)EX – 30 kV

Questa tipologia di cavi 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.

11.2 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 elettriche nelle aree 1 e 4, saranno collegate direttamente tra di loro ed infine con la CDR mentre, il collegamento tra i gruppi di cabine ubicate rispettivamente nelle aree 2 e 3, avverrà ad anello con la cabina di raccolta. Per quanto riguarda quest'ultima tipologia di collegamento, il calcolo della sezione dei conduttori sarà stata effettuata in modo tale che in nessun punto della linea venisse così superata la massima c.d.t. fissata e verrà effettuato nel seguente modo: fissato un valore della c.d.t. massima ammissibile per fase, si determinano i valori delle correnti "attive" e "reattive" delle correnti d'impiego prodotte dai sottocampi, si considerano poi le linee di collegamento caricate con le sole componenti reattive, calcolando il valore della c.d.t. massima reattiva (ipotizzando un valore di reattanza induttiva del cavo). Utilizzando successivamente le sole componenti attive delle correnti, si definisce il valore della massima c.d.t. disponibile come differenza tra la c.d.t. massima iniziale e la c.d.t. massima "reattiva". A questo punto si può calcolare il valore della sezione del cavo, fissando un valore di resistività termica del conduttore. La sezione utilizzata nella progettazione sarà quella commerciale del cavo maggiore di quella calcolata.

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

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

dove:

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 30 kV.

Fissato un valore di $\Delta V\%$ pari allo 0,3% 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 30 [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.

La connessione tra le cabine delle aree 1 e 3 con la CDR, avverrà direttamente in antenna ed il dimensionamento del cavo avverrà secondo lo stesso criterio sopra descritto.

11.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine elettriche e cabina di raccolta CDR

Nelle tabelle sottostanti vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento dei cavi in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo i collegamenti, con cavo direttamente interrato, tra le cabine elettriche e la CDR:

Area 1

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEI CAVI - AREA 1			
Collegamento	Tra la cabina CT1 e la cabina CT3	Tra la cabina CT3 e la cabina CDR	Tra la cabina CT2 e la cabina CDR
Lunghezza cavo (m)	365	71	365
Intensità di corrente (A)	85,5	171,1	85,5
Conduttori per fase	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3	3
Profondità di posa (m)	1,2	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98	0,98
N. cavi per scavo	3	3	4
Coeffic. per n° di strati	0,74	0,74	0,67
Coefficiente totale	0,70	0,70	0,63
Sezione (mm ²)	95	95	95
Portata ammissibile (A)	184	184	319
ΔV% per ogni tratto	0,08	0,03	0,08
ΔV% accumulata	0,08	0,11	0,19
ΔP per ogni tratto (kW)	3,3	2,6	3,3

Tabella 5 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine elettriche e la cabina CDR - Area 1

Area 2:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO - AREA 2 - COLLEGAMENTO AD ANELLO TRA LE CABINE ELETTRICHE IN MT												
Cabina CT4			Cabina CT5			Cabina CT6			Cabina CT7			
lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	
77,0	69,3	33,10	77,0	69,3	33,10	77,0	69,3	33,10	77,0	69,3	33,10	
c.d.t. max [V]	c.d.t. max [%]	c.d.t. r. [V]	c.d.t. a. [V]	Xl [Ω/km]	ρ-All [mmq·Ω/m]	R [Ω/km]	Lunghezza cavo tra CDR-CT4 [m]	Lunghezza cavo tra CT4-CT6 [m]	Lunghezza cavo tra CT6-CT7 [m]	Lunghezza cavo tra CT7-CT5 [m]	Lunghezza cavo tra CDR-CT5 [m]	
22,5	0,13	8,14	14,38	0,11	0,036	0,11	875	500	351	615	800	
lz0	Kd	Kt-25°C	Kr	Kp-1,2 [m]	K_tot	lz	Sezione calcolata del cavo in MT- 30 kV [mmq]	Sezione commerciale del cavo in MT- 30 kV [mmq]		DP%		
526	0,67	0,96	1	0,98	0,63	331,6	388	400		0,6		

Tabella 6 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine elettriche e la cabina CDR - Area 2

Area 3:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO - AREA 3 - COLLEGAMENTO AD ANELLO TRA LE CABINE ELETTRICHE IN MT											
Cabina CT8			Cabina CT9			Cabina CT10			Cabina CT11		
lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.	lb1	I-att.	I-reatt.
77,0	69,3	33,10	77,0	69,3	33,10	77,0	69,3	33,10	77,0	69,3	33,10
c.d.t. max [V]	c.d.t. max [%]	c.d.t. r. [V]	c.d.t. a. [V]	XI [Ω/km]	g-All [mmq·Ω/m]	R [Ω/km]	Lunghezza cavo tra CDR-CT9 [m]	Lunghezza cavo tra CT9-CT8 [m]	Lunghezza cavo tra CT8-CT10 [m]	Lunghezza cavo tra CT10-CT11 [m]	Lunghezza cavo tra CDR-CT11 [m]
32,9	0,19	11,10	21,81	0,1	0,036	0,074	1425	590	420	725	1470
lz0	Kd	Kt-20°C	Kr	Kp-1,2 [m]	K_tot	lz	Sezione calcolata del cavo in MT- 30 kV [mmq]	Sezione commerciale del cavo in MT- 30 kV [mmq]		DP%	
526	0,67	0,96	1	0,98	0,63	331,6	384	400		0,8	

Tabella 7 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine elettriche e la cabina CDR - Area 3

Area 4:

DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT	
Collegamento	Tra la cabina CT12 e la cabina CDR
Lunghezza cavo (m)	1488
Intensità di corrente (A)	101,2
Conduttori per fase	1
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Profondità di posa (m)	1
Coefficiente di correz.	1
N. cavi per scavo	3
Coeffic. per n° di strati	0,74
Coefficiente totale	0,71
Sezione (mm ²)	185
Portata ammissibile (A)	249
ΔV% per ogni tratto	0,22
ΔV% accumulata	0,22
ΔP per ogni tratto (kW)	10,0

Tabella 8 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra la cabina CT12 con la cabina CDR - Area 4

11.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra la cabina di raccolta e la SEU

Per la connessione tra la cabina di raccolta e la SEU, sono state adottate n.5 terne di cavi unipolari in MT del tipo ARE4H5(AR)E, aventi ciascuno una sezione nominale pari a 500 mmq, con posa direttamente interrata ad 1,2 m di profondità minima. Nella tabella successiva sono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavidotto e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo il tratto di connessione, considerando che i cavi trasportino la potenza generata dall' impianto agrivoltaico pari a circa 43,24 MWp.

COLLEGAMENTO TRA LA CDR E LA SU	
Lunghezza cavi (m)	17700
Potenza transitante (MW)	43,24
Corrente totale (A)	924,6
Conduttori per fase	5
Corrente per fase (A)	184,9
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica	1
Terreno [K m/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Distanza cavi-7[cm]	0,64
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
Coeffic. per n° di strati	1,0
Coefficiente totale	0,60
Sezione (mm ²)	500
Portata ammissibile (A)	383
cdt%	2,3
DP	808,1
DP%	1,87

Tabella 9 – Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra la cabina di raccolta e la SEU

12. SISTEMI DI PROTEZIONE

12.1 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 percento (6%) in più della corrente massima di funzionamento, il contributo al guasto in rete da assegnare all'impianto è, di fatto, trascurabile (paragonabile infatti alla corrente nominale di funzionamento immessa in rete).

12.2 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:

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

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

Per quanto riguarda la protezione dal corto circuito, i cavi dell'impianto 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 $1,25 \cdot U_0$ (a favore della sicurezza). Inoltre il fusibile deve avere una corrente nominale I_n , almeno uguale a $1,25 \cdot I_{SC}$ del modulo 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 supportabile dal cavo stesso, per un tempo limitato.

I fusibili verranno scelti in base alla seguente condizione:

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

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

Per quanto riguarda invece gli interruttori dei quadri BT, installati nei quadri elettrici in di ogni cabina di trasformazione, hanno un valore di corrente nominale $I_n \geq 250,0$ [A] ed una tensione nominale V_n 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, il quale agisce da rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter.

12.3 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.

12.4 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.

12.5 Servizi ausiliari (SA)

Per il funzionamento degli impianti ausiliari dell'impianto FV, si utilizzerà una fornitura di bassa tensione direttamente in cabina CDR, che alimenterà i quadri BT all'interno di ogni cabina di trasformazione. Eventualmente potrà essere inserito un trasformatore ausiliario BT/MT in CDR che fornirà energia elettrica in BT agli impianti ausiliari.

12.6 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 Alta Tensione. Nella figura seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.

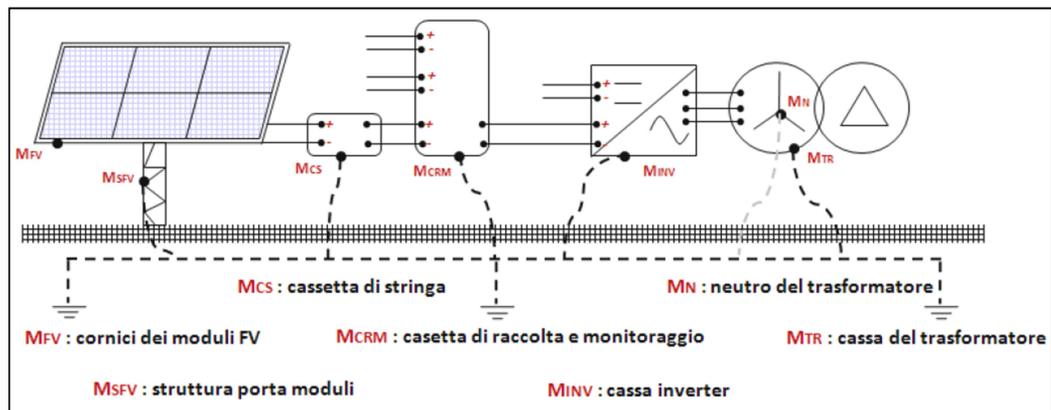


Figura 10 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore

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

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

Il dispersore intenzionale del parco 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 della cabina utente;
- l'anello metallico della control room;
- l'anello metallico delle cabine inverter-trasformazione.

In fase di dimensionamento, dell'impianto di terra, dovranno essere presi in considerazione del valore della corrente di guasto a terra, della durata del guasto a terra e della caratteristica del terreno. Per il dimensionamento dei conduttori di protezione si rimanda alla progettazione esecutiva, in questa fase possiamo affermare con buona approssimazione che le sezioni dei PE sono pari alla metà della rispettiva sezione di fase.

13. 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 datidi misura. Inoltre saranno idonei a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore.

14. 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.

14.1 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 composto da:

- n.200 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 m e completi di accessori quali asola per ingresso cavi, asola per morsettiera a conchiglia, morsettiera ad incasso con fusibile, portella da palo, bullone di messa a terra.

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

Per le lampade verranno impegnate:

- lampade a LED a basso assorbimento di energia.

L'impianto sarà tale da garantire un illuminamento medio al suolo lungo le strade perimetrali, non inferiore a 5 [lux]. Tutto l'impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente: a tal fine, le armature illuminanti dovranno essere del tipo in Classe II, le connessioni dovranno essere effettuate alla base del palo, impiegando morsettiera di derivazione in Classe II e le condutture dovranno essere realizzate impiegando cavo a grado di isolamento non inferiore a 0,6 kV/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.

14.2 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 200 videocamere) assieme al rispettivo corpo illuminante (che si attiverà in caso di allarme/intrusione). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. Il sistema di videosorveglianza è complementare al sistema del cavo microforato e sarà composto indicativamente da:

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

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

14.3 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 control room, verifica che l'anello di luce del cavo ottico codificato sia costantemente chiuso e controlla che l'intensità del fascio di luce sia costante. Nel caso in cui la fibra ottica venga piegata, deformata o interrotta, scatterà l'allarme ed invierà un segnale dato dalla chiusura di un contatto in grado di pilotare qualsiasi sistema di segnalazione quale un dispositivo GSM, una sirena, o interfacciarsi ad un sistema di allarmetradizionale.

Con questo sistema si possono realizzare:

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

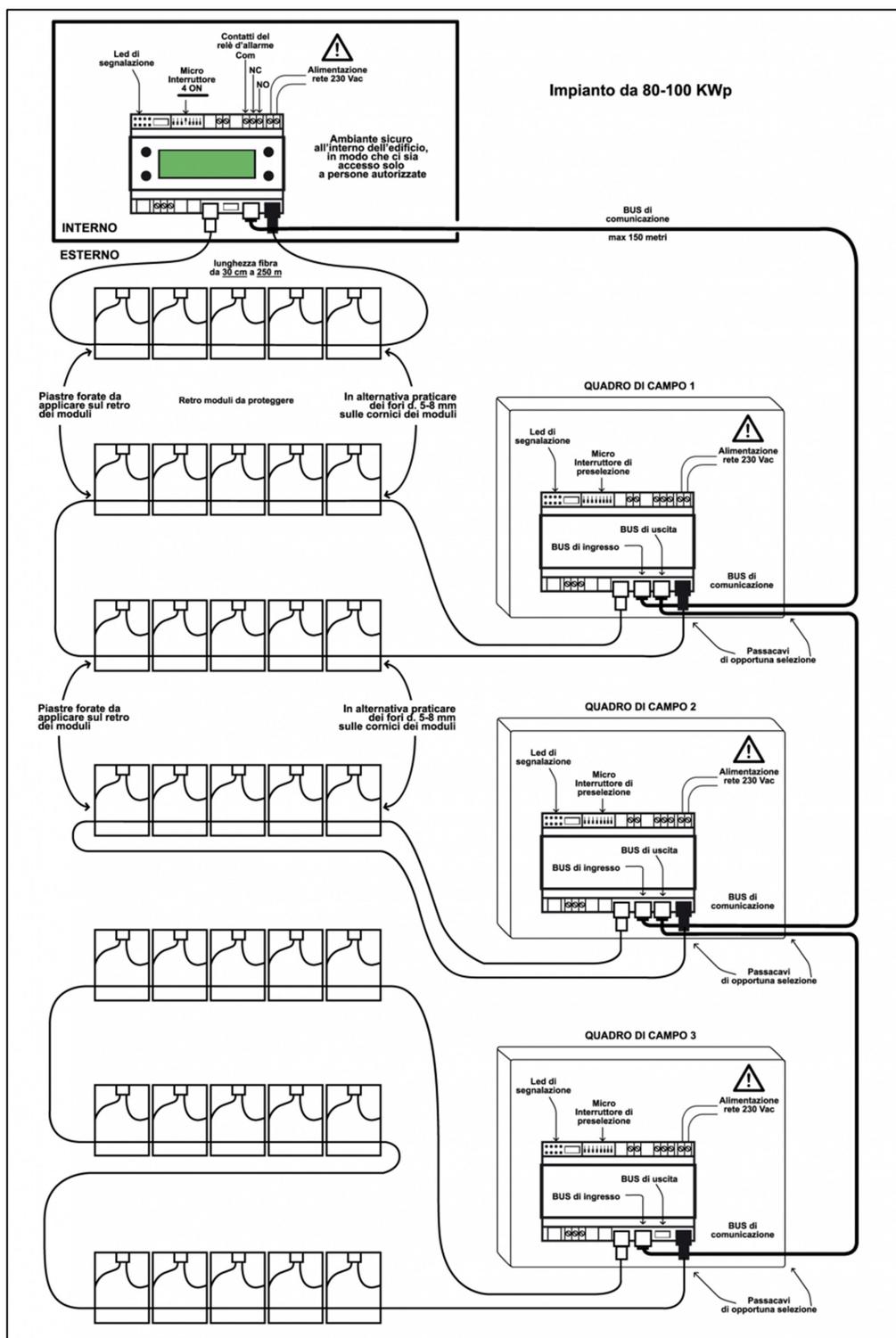


Figura 11 – Sistema di antifurto dei moduli FV

- la protezione delle cabine elettriche, utilizzando lo stesso principio sopra esposto, attraversando o creando una 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 0,6 kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante l'isolamento sarà comunque garantito dopo la installazione.

15. SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT E MT

15.1 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 TERNA evitando che:
 - o in caso di mancanza dell'alimentazione della rete di E-Distribuzione, il Cliente Produttore possa alimentare la rete di E-Distribuzione stessa;
 - o in caso di guasto sulla rete di E-Distribuzione, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete di E-Distribuzione prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
 - o in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori di E-Distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di E-Distribuzione con possibilità di rotture meccaniche.

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

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

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato AT 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 E-Distribuzione, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

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

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

- 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.

15.2 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.

15.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche

15.3.1 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.

15.3.2 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.

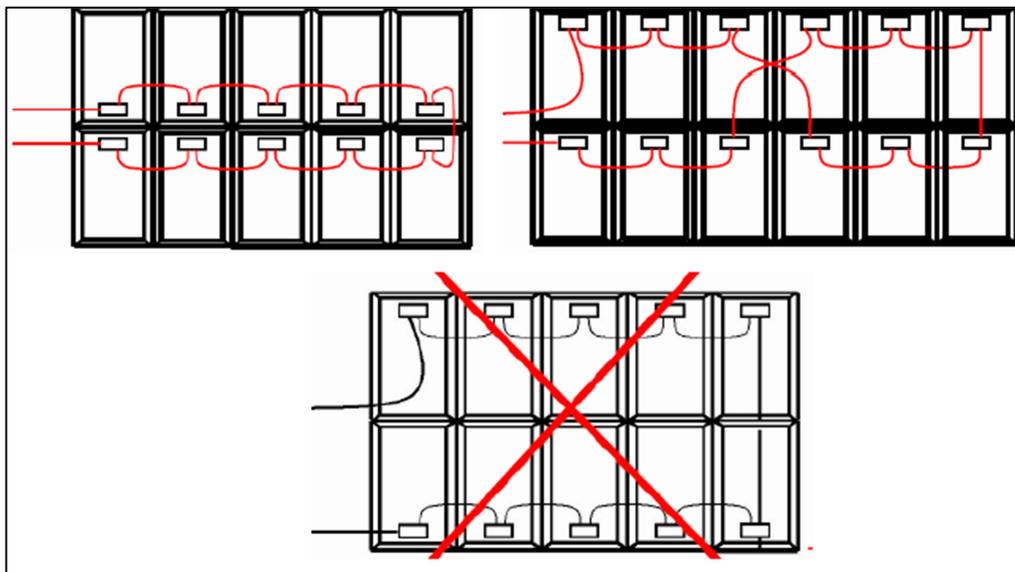


Figura 12 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni

16. 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.

16.1 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.

17. 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;
- installazione dei cabinet;
- 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.

18. SCAVI E POZZETTI

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

18.1 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 elettriche. 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 elettriche 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 MT, verranno realizzati i seguenti scavi principali ad una profondità minima di 1,2 m:

- collegamenti tra le cabine elettriche;
- connessioni tra le cabine elettriche CTi fino ai quadri MT nella cabina di raccolta;
- connessione elettrica tra la CDR e la SEU.

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, 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.

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.

18.2 Bilancio produzione materiali di scavo

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

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

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine elettriche (CTI)

Lunghezza sezione di scavo:	16,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,2 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	12
<u>Volume di scavo:</u>	307,2 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabina di raccolta (CDR)

Lunghezza sezione di scavo:	20,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,2 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m

N. Cabine: 1
Volume di scavo: 32,0 m³

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

Lunghezza sezione di scavo: 1.650 m
Larghezza sezione di scavo: variabile
Profondità sezione di scavo: 0,6-0,9 m
Volume minimo di scavo: 593 m³

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

Lunghezza sezione di scavo: 5.953 m
Larghezza sezione di scavo: variabile
Profondità sezione di scavo: 0,6-0,9 m
Volume max Totale di scavo: 2.108 m³

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

Lunghezza sezione di scavo: 7.000 m
Larghezza sezione di scavo: 0,5 m
Profondità sezione di scavo: 0,6 m
Volume Totale di scavo: 2.100 m³

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

Lunghezza sezione di scavo: 5.202 m
Larghezza sezione di scavo: variabile
Profondità sezione di scavo: 1,2 m
Volume Totale di scavo: 3.831 m³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla SEU

Lunghezza sezione di scavo: 17.750 m
Larghezza sezione di scavo: 1,0 m
Profondità sezione di scavo: 1,2 m
Volume Totale di scavo: 21.300 m³

18.3 Fibra ottica

Sarà previsto un collegamento in cavo fibra ottica tra la CDR e la SEU, alloggiato nello stesso scavo del cavidotto in MT, protetto da tritubo avente diametro minimo pari a 50 mm. Le caratteristiche dei collegamenti in fibra ottica devono rispondere ai seguenti criteri per le linee interrate:

- utilizzo di cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione rispondente alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652, tabella di unificazione E-Distribuzione DCFO02 (sigla TOS4 24 4(6SMR) T/EKE avente matricola E-DISTRIBUZIONE 359051 e unificazione DC4677) e comprensiva di certificati di collaudo. Il cavo in fibra ottica deve essere posato in canalizzazione realizzata sul tracciato del cavo elettrico mediante l'impiego di tritubo in PEHD (generalmente con \varnothing 50 mm, Tabella E-Distribuzione DY FO 03) e, dove necessario, di pozzetti in cls per consentire il tiro ed il cambio di direzione del cavo e l'alloggiamento dei giunti e della ricchezza di scorta del cavo. Le giunzioni interrate sul cavo in fibra ottica devono essere conformi alla specifica DM3301.

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

18.4 Prescrizioni tecniche per la posa interrata del cavo in MT

Sollecitazioni meccaniche

Le prescrizioni contenute nella norma CEI 11-17 Ed.III art. 4.3.4 riportano le regole da rispettare durante l'attività di posa del cavo. Esse definiscono che le sollecitazioni di trazione da imporre al cavo durante la posa, devono essere applicate non ai rivestimenti protettivi di cui è dotato il cavo stesso, bensì unicamente ai conduttori. Per un conduttore in alluminio, lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mm² (dunque pari a 94.500 N per un conduttore 3x1x630 mm²). Pertanto quando la posa del cavo viene eseguita mediante un argano idraulico occorrerà prevedere l'utilizzo di un dispositivo dinamometrico per l'impostazione ed il controllo del tiro, nonché un freno ad intervento automatico. Inoltre durante l'applicazione di tale sollecitazione di trazione, occorre prevedere l'utilizzo di sistemi che possano impedire rotazioni del cavo intorno al proprio asse. In definitiva per realizzare la posa conformemente a tale prescrizione, occorrerà interporre tra la testa del conduttore del cavo e la fune di tiro, un dispositivo d'ancoraggio realizzato attraverso un giunto snodabile, indispensabile per evitare che sul cavo si trasmetta la sollecitazione di torsione che si sviluppa sulla fune traente.

Raggi di curvatura

L'articolo 4.3.3 della norma CEI 11-17 Ed.III, riporta il valore dei raggi di curvatura minimi da rispettare nella posa del cavo, per impedire l'insorgere di deformazioni permanenti al cavo stesso che possano compromettere l'affidabilità in esercizio. Indicato con D=diámetro esterno del cavo, il valore minimo del raggio di curvatura misurato sulla generatrice interna dei cavi da rispettare nella posa, deve essere pari a 14 volte il

diametro del cavo (D). Nel nostro caso, considerato il valore del diametro nominale del cavo con sezione da 500 mmq, pari a 58,1 mm, il raggio di curvatura minimo sarà di circa 0,9 m.

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

19. DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI

L'interramento dei cavi in BT e MT, comporterà la realizzazione di scavi a cielo aperto di dimensioni: larghezza, profondità e lunghezze variabili in base al numero di cavi posati nello scavo. Le attività per la realizzazione dell'opera saranno le seguenti:

- Formazione di letto di sabbia, 10 cm
- Posa orizzontale dei cavi BT e MT
- Posa di tritubo per la posa fibra ottica (se prevista)
- Riempimento con sabbia o pozzolana
- Infilaggio cavi tramite il tirasonda
- Posa del nastro segnaletico
- Riempimento con idoneo materiale arido debitamente costipato (spessore variabile a seconda della profondità di posa della tubazione)
- Ripristino dello strato di binder per uno spessore tra gli 8 e i 10 cm (laddove necessario)
- Applicazione di posa emulsione bituminosa come strato di ancoraggio (laddove necessario).

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

20. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DELLA RTN

Come riportato nel preventivo di connessione, dovranno essere realizzate la seguente opera di rete:

- *una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entra - esce sull'elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza".*

L'energia elettrica prodotta dall'impianto agrivoltaico, verrà trasportata in MT fino alla stazione utente di trasformazione MT/AT 30/150 kV (SEU), distante circa 17,7 km su percorso stradale dall'area d'impianto ed adiacente la nuova Stazione in AT della RTN, alla quale sarà collegata sullo stallo dedicato a 132 kV. Per maggiori dettagli sulle opere di rete si rimanda alla relazione tecnica di connessione alla rete allegata al seguente progetto.

21. STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE 30/132 KV (SEU)

Verrà realizzata una nuova stazione utente di trasformazione MT/AT 30/132 kV condivisa con altri produttori, ciascuno avente un proprio stallo in AT collegato in parallelo alla sbarra comune, condividendo lo stallo in uscita ed il cavo in AT interrato per la connessione alla futura SE della RTN. In particolare la SEU avrà un'area di circa 81x57,7 mq e sarà composta da n.4 stalli così suddivisi:

- n.1 stallo di trasformazione MT/AT relativo all'impianto eolico denominato "Phobos", la cui Società titolare del progetto è la RWE RENEWABLES ITAIA S.R.L.;
- n.1 stallo di trasformazione MT/AT relativo all'impianto agrivoltaico denominato "Deimos", la cui Società proponente è la RWE RENEWABLES ITAIA S.R.L.;
- n.1 stallo d'ingresso di altri produttori;
- n.1 stallo di parallelo condiviso con altri produttori di collegamento con lo stallo dedicato nella SE della RTN;
- n.1 sbarra di parallelo.

La nuova stazione utente di trasformazione MT/AT-30/132 kV sarà realizzata su un terreno adiacente la futura SE, nel Foglio 2 - Particella 44 del comune di Castel Giorgio (TR). La posizione è stata individuata tenendo conto delle esigenze tecniche, economiche e dell'opportunità ambientale di minimizzare la lunghezza delle connessioni con la nuova stazione della RTN. Nella tavola allegata RWE-BGR-IE-08 sono riportate sia la planimetria elettromeccanica che le sezioni della stazione utente MT/AT con indicazione del cavo in AT di collegamento con lo stallo dedicato all'interno della nuova stazione della RTN.

L'area della SEU relativa all'impianto agrivoltaico oggetto della seguente progettazione, conterrà al suo interno oltre allo stallo utente MT/AT, anche da un edificio di controllo ed avrà le dimensioni pari a circa 28,4 x 40,3 m ed interesserà un'area totale di circa 1.145 mq. Di seguito sono riportati i componenti elettrici che compongono lo stallo della stazione utente di trasformazione:

- N°1 montante di linea/trasformazione MT/AT, 30/132 KV composto dai seguenti dispositivi elettrici:
 - N° 1 trasformatore trifase di potenza pari a circa 50/60 MVA, 132/30 kV, ONAN, gruppo vettoriale YNd11, provvisto di commutatore sotto carico lato AT, dimensioni circa: 6,8x4,6x5,5 m;
 - N° 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco; 170 kV completi di conta scariche, installati sia a protezione del trasformatore
 - N° 1 terna di trasformatori di tensione induttivi TVI per esterno, con rapporto 132000: $\sqrt{3}$ - 100: $\sqrt{3}$ V, 10 VA cl. 0.2;
 - N° 3 trasformatori di corrente TA; 200-400/5-1-1-1 A, 20 VA-0.2, 20 VA-0.5, 30 VA-5P20, 20 VA-5P20;
 - N° 1 interruttore tripolare, 170 kV;
 - N° 1 sezionatore tripolare orizzontale 170 kV;
 - N°1 terna di terminali cavo.

- N°1 edificio di controllo, comandi e quadri MT e BT, suddiviso nei seguenti locali:

- Locale quadri MT;
- Locale trafo aux gruppo elettrogeno;
- Locale BT e TLC;
- Locale servizi igienici;
- Locale comando, controllo e misure;
- Locale servizi.

I dispositivi elettromeccanici ed apparati elettrici contenuti nell'edificio sono:

- *quadri in MT con isolamento a 36 kV per l'interconnessione e protezione dell'impianto agrivoltaico;*
- *quadri in BT per servizi ausiliari, controllo, protezione e trasmissione;*
- *sistema di rifasamento MT della stazione (eventuale).*

I servizi ausiliari comprendenti:

- *n° 1 trasformatore per servizi ausiliari MT/BT-potenza minima 100 kVA;*
- *distribuzione ausiliaria C.A. e C.C. compresi di batterie composte*
- *monoblocchi da 70 Ah;*
- *impianto di illuminazione della stazione;*
- *contatore per misure fiscali;*
- *impianto di climatizzazione per i quadri Mt/Bt;*
- *impianto di rilevazione incendio e antintrusione;*
- *rete di terra.*

- N° 2 stalli per altri produttori;
- N° 1 sbarra di parallelo AT;
- N°1 stallo di uscita condiviso così composto:
 - *N° 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi TVC per esterno collegati sulle sbarre di parallelo, con rapporto 150000: $\sqrt{3}$ - 100: $\sqrt{3}$ - 100: $\sqrt{3}$ - 100:3 V, 50 VA-Cl.0.5, 50 VA-Cl.0.5, 50 VA-3P;*
 - *N° 3 trasformatori di corrente TA; 200-400/5-1-1-1 A, 20 VA-0.2, 20 VA-0.5, 30 VA-5P20, 20 VA-5P20;*
 - *N°1 interruttore tripolare, 170 kV;*
 - *N° 1 sezionatore tripolare 170 kV;*
 - *N° 1 terna di trasformatori di tensione, 170 kV*
 - *N° 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco, 170 kV completi di conta scariche;*
 - *N°1 terna di terminali cavo 170 kV.*

Il trasformatore di potenza verrà alimentato dai quadri elettrici in MT di collegamento con i cavi interrati provenienti dall'impianto agrivoltaico. L'energia elettrica, dopo essere stata trasformata alla tensione di 132 kV, sarà immessa in AT a 132 kV fino al Punto di Consegna dedicato all'interno della stazione della RTN. Nella tavola allegata RWE-BGR-IE-04 è rappresentato lo schema elettrico unifilare della Stazione utente di trasformazione collegata allo stallo dedicato all'interno della nuova stazione.

21.1 Caratteristiche degli apparati elettrici in AT

I valori a base di progetto sono:

- Tensione nominale: 132 kV
- Tensione massima: 145 kV

Livello di isolamento:

- Tensione a frequenza industriale (1 minuto 50 Hz) (valore efficace): 275kV
- Tensione a impulso atmosferico (onda 1,2 / 50 μ s) (cresta): 650 kV
- Corrente nominale montante linea: 972 A
- Corrente nominale montante trasformatore: 229 A
- Massima corrente di cc: 31,5 kA
- Corrente monofase di guasto a terra: 10 kA
- Linea di fuga per gli isolatori: 25 mm/kV
- Tempo di estinzione dei guasti: 0,5 s
- Altezza dell'installazione: <1000 m
- Frequenza nominale: 50 Hz

La corrente massima di esercizio sul lato AT in ingresso allo stallo dedicato della futura SE della RTN sarà di circa 972,0 A, corrispondente alla potenza di 200 MW (potenza limite ammissibile in uno stallo AT a 132 kV) e di valore molto inferiore delle correnti nominali dei dispositivi elettrici della stazione.

21.2 Dispositivi di protezione e misure in AT

Tutto l'impianto e le apparecchiature installate saranno corrispondenti alle prescrizioni delle Norme CEI generali (99-2 e 99-3) e specifiche. Le caratteristiche principali sono le seguenti:

- tensione massima: 145 kV;
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale sul sezionamento: 325 kV;

- tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico sul sezionamento: 750 kV.

Interruttori tripolari in SF6:

- corrente nominale: 2000 A;
- potere di interruzione nominale in cto cto: 31,5 kA.

Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:

- corrente nominale: 2000 A (con lame di terra);
- corrente nominale di breve durata: 31,5 kA.

Trasformatori di corrente:

- rapporto di trasformazione nominale: 400-1600/5 A/A;
- corrente massima permanente: 1,2 I primaria nominale;
- corrente nominale termica di cto cto: 31,5 kA.

Trasformatori di tensione:

- rapporto di trasformazione nominale: 150/ $\sqrt{3}$ kV, 100 / $\sqrt{3}$ V;

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo;

I trasformatori di tensione saranno di tipo capacitivo, eccetto quelli dedicati alle misure contrattuali che potranno essere di tipo induttivo.

Sbarre:

- corrente nominale: 2000 A.

Le caratteristiche elettriche dei principali dispositivi di protezione e di misure in AT a 132 kV sono riportate nelle seguenti tabelle:

Interruttore automatico

Tipo TERNA	Corrente di interruzione (kA)	
Y4/4-C	31,5	
Y4/4-P	31,5	
Y4/6-C	40	
Y4/6-P	40	
GRANDEZZE NOMINALI		
Tipo	Y4/4	Y4/6
Tensione nominale (kV)	145	
Livello di isolamento nominale:		
- tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico (kV):	650	
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale (kV):	275	
Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale (A)	2000	
Durata nominale di corto circuito (s)	1	
Tensioni nominali di alimentazione dei circuiti ausiliari:		
- corrente continua (V)	110	
- corrente alternata monofase/trifase a quattro fili (V)	230/400	
Potenza massima assorbita da ogni singolo circuito indipendente (CH, AP1, AP2, AP3, motore/i, climatizzazione):		
- corrente continua (W)	1500	
- corrente alternata monofase/trifase (VA)	850/2500	
Corrente di stabilimento nominale di corto circuito (kA)	80	100
Sequenza di manovra nominale	O-0,3 s-CO-1 min-CO	
Corrente di interruzione nominale di linee a vuoto (A)	50	
Corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto (A)	160	
Corrente di interruzione nominale di batteria singola di condensatori (A)	400	
Corrente di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	8	10
Durata massima di interruzione (ms)	60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms) (con bobina a lancio)	80	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms) (con bobina a mancanza)	120	
Durata massima di chiusura (ms)	150	
Forze statiche ai morsetti:		
- orizzontale longitudinale (N)	1250	
- orizzontale trasversale (N)	750	
- verticale (N)	1000	
Livello di qualificazione sismica	AF5	

Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra

Codifica Terna	Y21/2	Y21/4	Y21/6	Y21/8
Classe di corrente indotta del sezionatore di terra	A		B	
Salinità di tenuta a 98 kV (kg/m ³)	56			
Tensione nominale (kV)	170			
Corrente nominale (A)	2000			
Frequenza nominale (Hz)	50			
Corrente nominale di breve durata:				
- valore efficace (kA)	31,5	40	31,5	40
- valore di cresta (kA)	80	100	80	100
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1			
Accoppiamento elettromagnetico (sezionatore di terra)				
- corrente induttiva nominale(A)	50		125	
- tensione induttiva nominale (kV)	1k		10	
Accoppiamento elettrostatico (sezionatore di terra)				
- corrente induttiva nominale (A)	0,4		5	
- tensione induttiva nominale (kV)	3		6	
Tensione di prova ad impulso atmosferico:				
- verso massa (kV)	650			
- sul sezionamento (kV)	750			
Tensione di prova a frequenza di esercizio:				
- verso massa (kV)	275			
- sul sezionamento (kV)	315			
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:				
- orizzontale longitudinale (N)	800			
- orizzontale trasversale (N)	250			
- verticale (N)	1000			
Tensione nominale di alimentazione:				
- motore (V _{cc})	110			
- circuiti di comando ed ausiliari (V _{cc})	110			
- resistenza di riscaldamento (V _{ca})	230			
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando di ciascun sezionatore (kW)	2			
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15			

Trasformatore di corrente TA

GRANDEZZE NOMINALI		
Corrente termica di breve durata (I_{th})	(kA)	40
Tensione nominale (U_m)	(kV)	145
Frequenza nominale	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione nominale: T36	(A/A)	400/5 800/5 1600/5
T35	(A/A)	200/5 400/5
Numero di nuclei	(n)	3
Corrente termica nominale permanente	(A)	1,2 I_p
Corrente termica nominale di emergenza 1 h	(A)	1,5 I_p
Corrente dinamica nominale (I_{dyn})	(p.u.)	2,5 I_{th}
Resistenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	$\leq 0,4$
Prestazioni e classi di precisione: I nucleo	(VA/Cl.)	30/0,2 50/0,5
II e III nucleo	(VA/Cl.)	30/5P30
Fattore di sicurezza (I nucleo)	-	≤ 10
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	750
Tensione di tenuta a frequenza industriale	(kV)	325
Tensione di tenuta a impulso di manovra	(kV)	-

Trasformatore di tensione capacitivo TVC

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/1	Y43/1	Y46/1	Y44/1
Tensione primaria nominale [kV]	380 / $\sqrt{3}$	220 / $\sqrt{3}$	150 / $\sqrt{3}$	132 / $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100 / $\sqrt{3}$			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2 – 75/0,5 – 100/3P			
Capacità nominale [pF]	4000+10000			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000
Carico di tenuta meccanica sulla flangia [N]	-	-	4000	4000

Trasformatore di tensione induttivo TVI

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/2	Y43/2	Y46/2	Y44/2
Tensione primaria nominale [kV]	380/ $\sqrt{3}$	220/ $\sqrt{3}$	150/ $\sqrt{3}$	132/ $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100/ $\sqrt{3}$			
Numero avvolgimenti secondari [n]	1			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000

Scaricatori di sovratensione

Tipo Terna	Y56	Y57	Y58	Y59
Tensione della rete 50Hz (max tensione)	380 kV (420 kV)	220 kV (245 kV)	132 kV (145 kV)	150 kV (170 kV)
Tensione servizio continuo Uc	265 kV	156 kV	94 kV	108 kV
Max tensione temporanea 1 s	366 kV	219 kV	132 kV	156 kV
Max tensione residua con impulsi atmosferici (20 kA - 8/20 μ s)	830 kV	520 kV	-	-
Max tensione residua con impulsi atmosferici (10 kA - 8/20 μ s)	-	-	336 kV	396 kV
Max tensione residua con impulsi fronte ripido (20 kA - 1 μ s)	955 kV	600 kV	-	-
Max tensione residua con impulsi fronte ripido (10 kA - 1 μ s)	-	-	386 kV	455 kV
Max tensione residua con impulsi manovra (30/60 μ s)	2000 A: 720 kV	2000 A: 440 kV	1000 A: 270 kV	1000 A: 318 kV
Classe di scarica della linea (IEC)	4	4	3	3
Corrente nominale scarica	20 kA	20 kA	10 kA	10 kA
Valore di cresta impulsi forte corrente	100 kA	100 kA	100 kA	100 kA
Corrente nominale di corto circuito	63 kA	50 kA	40 kA	40 kA

21.3 Principali distanze di progetto

La nuova norma CEI 99-2/99-3 (ex CEI 11-1) definisce le distanze minime che bisogna rispettare dai punti in tensione. Si adotteranno distanze sempre superiori a quelle specificate nella suddetta norma. In particolare, nella tabella 10 seguente sono evidenziate in giallo le principali distanze di progetto utilizzate nella progettazione della Stazione Elettrica Utente e delle opere di connessione alla rete della RTN:

PRINCIPALI DISTANZE DI PROGETTO	Sez.380 kV (m)	Sez.220 kV (m)	Sez.132/150 kV (m)
Distanza tra le fasi per le sbarre, le apparecchiature e i conduttori in sorpasso (se del caso)	5,50	3,20	2,20
Distanza tra le fasi per l'amarro linee	6,25	3,50	3
Larghezza degli stalli	22	14	11
Larghezza dello stallo dell'interruttore di parallelo (del tipo ad U senza sorpasso sbarre)	44	28	22
Distanza tra le fasi adiacenti di due sistemi di sbarre	11	7,60	6
Altezza dei conduttori di stallo (asse morsetti sezionatori di sbarra)	6,50	5,30	4,50
Quota asse sbarre	11,80	9,30	7,5
Quota amarro linee (ad interruttori "sfalsati")	14	12	9
Sbalzo sbarre per i TV di sbarra (***)	5,50	4,00	3,30
Sbalzo senza TV di sbarra	4,00	3,00	2,00
Distanza tra l'asse del TV di sbarra ed il cordolo della strada	4,70	3,00	2,00

Tabella 10 – Principali distanze di progetto in AT

21.4 Caratteristiche costruttive del trasformatore MT/AT

Il trasformatore trifase in olio per la trasformazione da media ad alta tensione, avrà una potenza nominale pari a circa 50/60 MVA (ONAN/ONAF), con tensione primaria 132 KV e secondaria 30 kV, e sarà costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei saranno realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore. Gli avvolgimenti verranno tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore sarà corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione. Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria). Le casse d'olio saranno in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori, gli isolatori passanti in porcellana ed il riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore sarà inoltre dotato di una valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, una valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili. Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 50 t.

Di seguito le caratteristiche costruttive del trasformatore:

- Tipo di servizio continuo
- Raffreddamento ONAN/ONAF
- Potenza nominale 50/60 MVA
- Tensioni a vuoto
 - Primario 132 kV 10x1,25%
 - Secondario 30 kV
- Frequenza 50 Hz
- Connessione Stella + n/triangolo
- Gruppo di connessione YNd11
- Tensione di cortocircuito a 75°C 12%
- Rapporto di riferimento 132 / 30 kV
- Perdite a vuoto a 110% Vn 13 kW
- Perdite in c.c. a 75°C 160 kW
- Corrente a vuoto a 110% Vn 1,0%

Isolamento

- Tensione a impulso atmosferico (1,2/50ms):
 - Primario 650 kV
 - Neutro del primario 250 kV
 - Secondario 145 kV
- Tensione a frequenza industriale:
 - Primario 275 kV
 - Neutro del primario 95 kV
 - Secondario 70 KV

21.5 Caratteristiche tecniche del cavo in AT

Il cavo che si prevede di utilizzare per la connessione della stazione utente di trasformazione allo stallo nella futura SE è del tipo ARE4H1H5E (o similari) unipolare, con conduttore in alluminio, triplo sistema di isolamento in XLPE, schermo metallico in rame e guaina di piombo impermeabile, conforme alle specifiche IEC e CENELEC, i cui cavi unipolari verranno posati in orizzontale nello scavo, opportunamente distanziati tra di loro.

Dal punto di vista costruttivo, tale conduttore in alluminio è generalmente tamponato per evitare la accidentale propagazione longitudinale dell'acqua. Sopra il conduttore viene applicato prima uno strato semiconduttivo estruso, poi l'isolamento XLPE e successivamente un nuovo semiconduttivo estruso; su quest'ultimo viene avvolto un nastro semiconduttivo igroespandente, anche in questo caso per evitare la propagazione longitudinale dell'acqua. Gli schermi metallici intorno ai conduttori di fase dei cavi con

isolamento estruso hanno la funzione principale di fornire una via di circolazione a bassa impedenza alle correnti di guasto in caso di cedimento di isolamento. Pertanto essi saranno dimensionati in modo da sostenere le massime correnti di corto circuito che si possono presentare. Sopra lo schermo di alluminio viene applicata la guaina aderente di polietilene nera e grafitata avente funzione di protezione anticorrosiva ed infine la protezione esterna meccanica. Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

In questa fase specifica, la sezione di tale cavo non può essere determinata con precisione in quanto non siamo ancora a conoscenza dell'eventuale valore della corrente elettrica proveniente dallo stallo condiviso con un nuovo produttore. Possiamo però considerare un valore massimo di potenza immessa nello stallo, pari a 200 MW, calcolando così il valore della sezione del cavo in AT.

Infatti, sapendo che a tale potenza corrisponde una corrente di circa 972 A ($\cos\phi=0,9$; $V=132$ kV) e considerando:

- i cavi interrati ad una profondità minima di 1,7 m dalla superficie del terreno;
- un valore di resistenza termica del terreno pari ad 1 km/W;
- la temperatura di 20 °C;
- posa orizzontale della terna di cavi, protetti o meno con tubo e distanziati di 2 volte il diametro nominale del cavo;

la sezione minima calcolata è pari a 1600 mm² la cui portata è pari a 1.130 A. Si riportano di seguito le caratteristiche elettriche e tecniche del cavo scelto in AT:

Nominal section area	Conductor diameter	Thickness of insulation	DC conductor resistance at 20°C	Electrostatic capacitance	Aluminium screen			Copper wire/lead sheath			Copper wire/alu sheath			Corrugated Alu sheath			Lead sheath		
					Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area* copper screen	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area* copper screen	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*
mm ²	mm	mm	Ω/km	µF/km	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m
400 R	23.3	20.7	0.0778	0.15	180	82	6	65	88	13	85	85	6	470	95	7	810	87	15
500 R	26.4	19.6	0.0605	0.16	190	83	6	65	89	13	85	85	7	480	96	7	790	88	15
630 R	30.3	18.5	0.0469	0.19	190	85	7	65	91	13	85	87	7	490	98	8	810	90	16
800 R	34.7	17.6	0.0367	0.21	200	88	7	60	94	15	85	90	8	500	101	8	810	92	16
1000 R	38.2	17.0	0.0291	0.23	200	90	8	60	96	15	85	92	9	520	103	9	810	94	17
1200 R	41.4	16.6	0.0247	0.25	160	92	9	55	99	17	80	95	9	560	107	10	800	97	18
1600 S	48.9	15.8	0.0186	0.30	180	100	10	45	107	19	80	103	11	670	115	12	780	104	19
2000 S	54.0	15.5	0.0149	0.32	190	105	12	35	112	22	75	108	12	760	120	14	790	109	21

Nominal section area mm ²	Laying conditions : Trefoil formation				Laying conditions : Flat formation				Nominal section area mm ²		
	Earthing conditions induced current in the metallic screen	Direct burial		In air, in gallery		Earthing conditions induced current in the metallic screen	Direct burial			In air, in gallery	
		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C	T = 50°C		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C		T = 30°C	T = 50°C
400 R	With circulating currents	515	445	665	530	555	480	755	605	400 R	
500 R		580	500	765	610	635	550	880	705	500 R	
630 R		690	595	920	730	730	630	1 035	830	630 R	
800 R		780	670	1065	845	835	715	1225	980	800 R	
1000 R	Without circulating current	865	745	1 195	950	930	800	1 375	1 100	1000 R	
1200 R		935	800	1 300	1 035	1 010	865	1 515	1 210	1200 S	
1600 S		1 130	970	1 630	1 295	1 225	1 050	1 895	1 515	1600 S	
2000 S		1 255	1 075	1 845	1 460	1 375	1 175	2 170	1 735	2000 S	

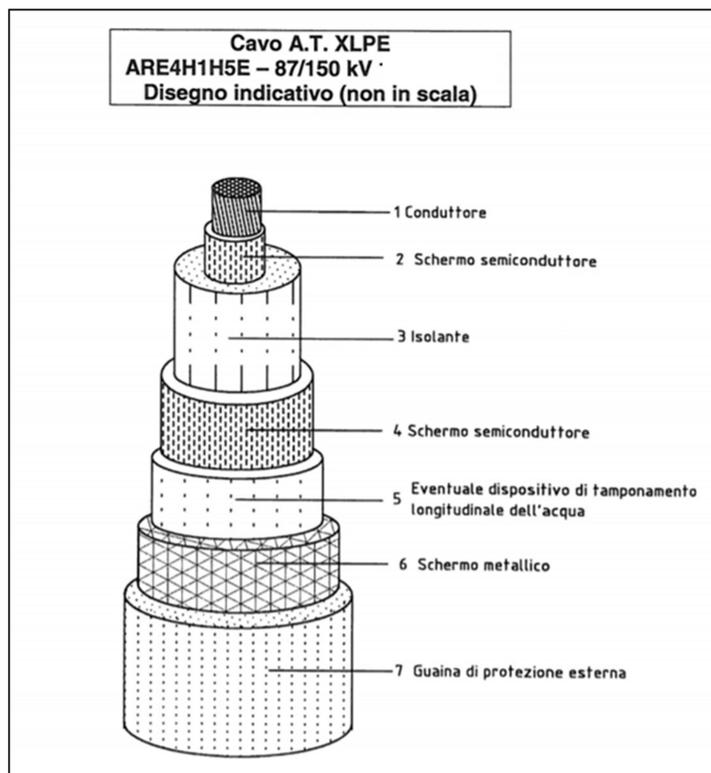


Figura 13 – Tabelle con le caratteristiche tecniche del cavo in AT a 132 kV e sezione tipo

21.6 Modalità di posa del cavo in AT

Il cavo, di lunghezza pari a circa 100 m, sarà interrato ed installato normalmente in una trincea della profondità minima di 1,7 m, con disposizione delle fasi a trifoglio. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con

fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'. I cavi saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici. Nella fase di posa dei cavi, per limitare al massimo i disagi al traffico veicolare locale, la terna di cavi sarà posata in fasi successive in modo da poter destinare al transito, in linea generale, almeno una metà della carreggiata. In tal caso la sezione di posa potrà differire da quella normale sia per quanto attiene il posizionamento dei cavi che per le modalità di progetto delle protezioni. Qualora ci siano degli attraversamenti delle opere interferenti, saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17. Tra le possibili modalità di collegamento degli schermi metallici sarà utilizzata la cosiddetta modalità del cross bonding, in cui il collegamento in cavo viene suddiviso in tre tratte elementari (o multipli di tre) di uguale lunghezza, generalmente corrispondenti con le pezzature di posa. In tale configurazione gli schermi vengono messi francamente a terra, ed in corto circuito tra loro all'estremità di partenza della prima tratta ed all'estremità di arrivo della terza, mentre tra due tratte adiacenti gli schermi sono isolati da terra e uniti fra loro con collegamento incrociato.

Di seguito sono riportati: un tipico collegamento degli schermi metallici del cavo e la sezione di scavo con la posa del cavo trifase per differenti tipologie di percorso:

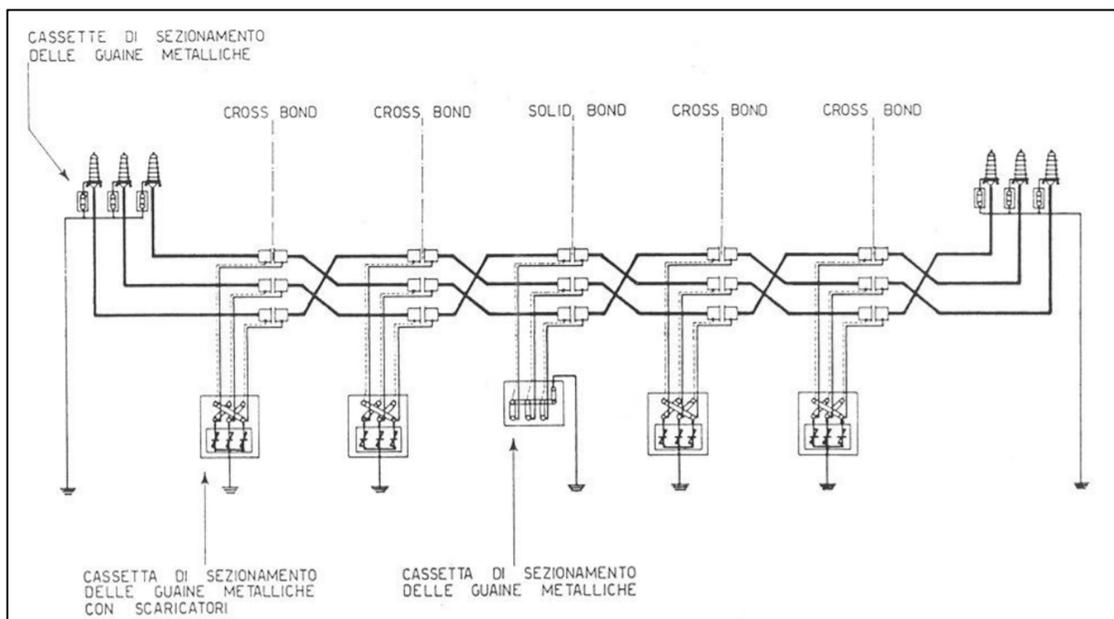


Figura 14 – Tipico di collegamento "cross bonding" per un cavo in AT

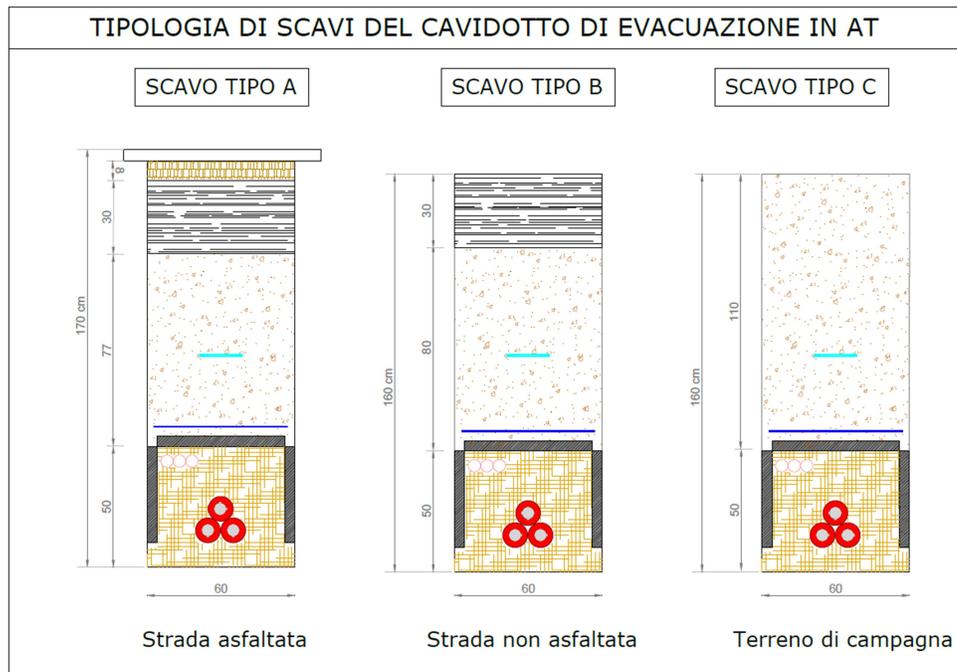


Figura 15 – Sezioni tipiche di scavo e di posa per il cavo in AT a 132 kV

21.7 Sistemi di telecomunicazione e giunti

Data la lunghezza del collegamento, al fine di migliorare l'affidabilità della connessione, non si prevede l'installazione di giunti. Il sistema di telecomunicazioni per la trasmissione dati tra le stazioni elettriche per:

- le telemisure e telesegnali da scambiare con Terna;
- lo scambio dei segnali associati alla regolazione della tensione;
- i segnali di telescatto associati al sistema di protezione dei reattori shunt di linea;
- le eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione;
- i segnali per il sistema di Difesa.

sarà realizzato mediante un cavo con 24 o 48 fibre ottiche. Nella figura 16 seguente è riportato lo schema del cavo f.o. che potrà essere utilizzato per il sistema di telecomunicazioni:

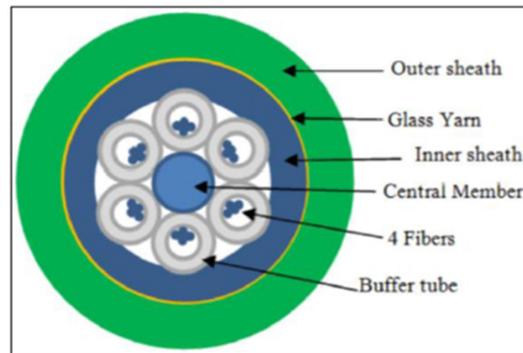


Figura 16 – Caratteristiche della cavo a F.O.

21.8 Campi elettromagnetici

Si rimanda alla consultazione dell'elaborato "Relazione campi elettromagnetici".

21.9 Rumore

Le linee in cavo in AT interrato non costituiscono sorgente di rumore.

21.10 Opere civili

Le opere civili da eseguire nell'area della stazione utente sono riportate in dettaglio nella relazione tecnica allegata delle opere di connessione alla rete elettrica RWE-BGR-RTC.

22. CRONOPROGRAMMA

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