
 iCube Development 16 s.r.l.		CODE: <b>VOG-PV001-R02_01</b>
		PROJECT: <b>VOGHIERA PV 001</b>
		PAGE 1 di/of 17

**TITLE.** Relazione di Calcolo Preliminare degli Impianti

**AVAILABLE LANGUAGE:** IT

## RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

Impianto agrivoltaico avanzato denominato “Voghiera PV 001” di potenza pari a 24,54 MW<sub>p</sub> e relative opere di connessione alla RTN nel Comune di Voghiera (FE) e Ferrara (FE)  
“VOGHIERA PV 001”

**Comune di Voghiera (FE) e Ferrara (FE)**



File: VOG-PV001-R02\_01\_Relazione di Calcolo Preliminare degli Impianti

<b>01</b>	<b>31/01/2025</b>	<b>Rev.01</b>	A.Rachiele	R.Hernandez	L.Spaccino
<b>REV.</b>	<b>DATE</b>	<b>DESCRIPTION</b>	<b>PREPARED</b>	<b>VERIFIED</b>	<b>APPROVED</b>
<b>CLIENT CODE</b>					
<b>VOG-PV001-R02</b>					
<b>PROJECT</b>		<b>TYPE</b>	<b>PROGR.</b>		<b>REV</b>
<b>VOG-PV001</b>		<b>R</b>	<b>02</b>		<b>01</b>
<b>CLASSIFICATION</b> Company		<b>UTILIZATION SCOPE</b> Emissione per procedura di PAUR ai sensi dell'art. 27bis D.Lgs. 152/2006			

Questo documento è di proprietà di iCube Development 16. È severamente vietato riprodurre questo documento, in tutto o in parte, e fornire ad altri qualsiasi informazione correlata senza il previo consenso scritto di iCube Development 16..



iCube Development I6 s.r.l.



CODE: **VOG-PV001-R02\_01**

PROJECT: **VOGHIERA PV 001**

PAGINA - PAGE  
2 di/of 17

## Sommario

1. PREMESSA .....	3
2. CONFIGURAZIONE ELETTRICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	4
2.1. Modulo fotovoltaico .....	4
2.2. Inverter .....	4
2.3. Stringhe fotovoltaiche.....	5
2.4. Transformation Unit (TU) .....	5
3. DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE DEI CAVI .....	6
3.1. Cadute di tensioni ammissibili.....	6
3.2. Sovraccarichi.....	6
3.3. Corto circuito.....	7
4. CARATTERISTICHE DEI CAVI DI ENERGIA A 36KV .....	8
5. CANALIZZAZIONI.....	11
6. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI .....	12
7. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA .....	13
7.1. Definizioni .....	13
7.2. Calcoli dell'estensione dell'impianto di terra.....	14
7.2.1. Contributo alla corrente di cortocircuito dell'impianto lato AT .....	14
7.2.2. Analisi della rete di terra.....	14
8. SCARICHE ATMOSFERICHE.....	16
9. NORME TECNICHE.....	17



iCube Development 16 s.r.l.



CODE: **VOG-PV001-R02\_01**

PROJECT: **VOGHIERA PV 001**

PAGINA - PAGE  
3 di/of 17

## 1. PREMESSA

Il presente documento è parte integrante del progetto definitivo, proposto da iCube Development 16, che prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico avanzato denominato "Voghiera PV-001". Complessivamente, la potenza in immissione dell'impianto sarà pari a 23,10 MW e sarà caratterizzato da una potenza nominale di 24,54 MWp.

Le opere in progetto saranno site nei Comuni di Voghiera e Ferrara in Provincia di Ferrara in Emilia-Romagna.

Coerentemente alla STMG ottenuta con codice di rintracciabilità impianto n. 202400190 l'impianto verrà connesso in antenna a 36 kV su un ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Ferrara Focomorto".

Si evidenzia che, alla data di emissione del presente elaborato, la posizione dell'ampliamento della Stazione Elettrica di Terna risulta essere indicativo e non definitivo, essendo, alla data di emissione del presente elaborato, non conclusi i diversi tavoli tecnici.

I criteri generali adottati per lo sviluppo del presente progetto sono in linea con le prescrizioni contenute nel quadro normativo di riferimento per tali interventi.

L'agrivoltaico prevede l'integrazione della tecnologia fotovoltaica nell'attività agricola permettendo di produrre energia e al contempo di continuare la coltivazione delle colture agricole o l'allevamento di animali sui terreni interessati.



## 2. CONFIGURAZIONE ELETTRICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Per garantire il corretto funzionamento dell'impianto agrivoltaico è necessario che ci sia il giusto equilibrio tra moduli fotovoltaici e convertitori statici.

### 2.1. Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto ha le seguenti caratteristiche elettriche:

<b>Modulo fotovoltaico</b> <b>Longi LR7-72HYD-660M</b>	<b>Tipo di celle fotovoltaiche</b>	Longi LR7-72HYD
	<b>Potenza nominale, P<sub>n</sub></b>	660 Wp
	<b>Tensione alla massima potenza, V<sub>mp</sub></b>	44,85 V
	<b>Corrente alla massima potenza, I<sub>mp</sub></b>	14,72 A
	<b>Tensione massima di circuito aperto, V<sub>oc</sub></b>	54,00 V
	<b>Corrente di cortocircuito, I<sub>sc</sub></b>	15,41 A
	<b>Efficienza</b>	24,4%

Per poter raggiungere la potenza in DC richiesta, 24.536,16 kWp, è necessaria l'installazione di 37.176 moduli fotovoltaici.

### 2.2. Inverter

Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia, i così detti "Inverter".

All'interno dell'impianto è prevista l'installazione di string inverter con potenza apparente di 330kVA e con un output di potenza attiva pari a 300kW.

Di seguito si riportano le caratteristiche dell'inverter scelto:

<b>Inverter</b> <b>HUAWEI SUN2000 330KTL-H1 (o simili)</b>	<b>Tipologia</b>	Convertitore DC/AC
	<b>Potenza di picco del campo FV</b>	24.536,16 kWp
	<b>Potenza in immissione campo FV</b>	23.100,00 kVA
	<b>Potenza nominale (singolo SI)</b>	300 kW
	<b>Potenza apparante (singolo SI)</b>	330 kVA
	<b>Numero String Inverter</b>	77
	<b>Numero di MPPTs indipendenti</b>	6
	<b>Massima corrente di corto circuito in ingresso per ogni MPPT</b>	115 A
	<b>Massima Tensione d'ingresso MPPT</b>	1500 V
	<b>Corrente nominale d'uscita</b>	216,6 A
	<b>Tensione nominale d'uscita</b>	800 V
	<b>Rendimento europeo</b>	98,8 %

Tali tipologie di inverter consentono di collegare fino a 24 moduli fotovoltaici in serie coerentemente con la struttura scelta.



### 2.3. Stringhe fotovoltaiche

Le caratteristiche elettriche della singola stringa sono le seguenti:

SINGOLA STRINGA	
Numero di moduli in serie	24
Tensione alla massima potenza - Vmp (STC)	1076,4 V
Tensione circuito aperto - Voc (STC)	1296 V
Corrente di corto circuito - Isc (STC)	15,41 A
Corrente alla massima potenza - Isc (STC)	14,72 A

NUMERO DI STRINGHE TOTALI	
Numero di moduli totale	37.176
Numero di moduli in serie	24
Numero di stringhe totali	1549

### 2.4. Transformation Unit (TU)

Dalla cabina di raccolta partiranno 4 linee a 36 kV per il collegamento di altrettanti sottocampi composti questi ultimi da due "Transformation Unit" (TU) tale che la potenza di ogni sottocampo sia circa 6MW.

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione nazionale, considerata la potenza da installare di 24.536,16 kWp per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario innalzare il livello di tensione dagli 800 V in uscita dai convertitori statici a 36 kV.

Verranno utilizzati trasformatori BT/36kV, della tipologia in olio con le caratteristiche riportate di seguito:

<b>Trasformatori BT/36kV</b>	Potenza nominale (Possibile taglia commerciale)	3300 kVA
	Tensione secondaria	800 V
	Tensione Primario	36 kV
	Numero totale	n.8 (da 3300kVA, 3000kVA o 2400kVA in funzione della TU)

Alla data di emissione del presente elaborato non sono disponibili data sheet specifici associabili a Transformation Unit di tale tipologia. Si rimanda quindi, ad una fase successiva di ingegneria per la definizione dei tipologici più adatti allo scopo. Sulla base di un'indagine non ufficiale di mercato, come comunicato da Huawei, a tal fine sarà previsto un retrofit delle attuali transformation units STS (alle quali si prevede di collegare un massimo di 11 String Inverter SUN2000-330KTL-H1), con relativi adeguamenti sia dello step-up transformer da MT a 36 kV che dei quadri di protezione MT mantenendo invariate le dimensioni.



### 3. DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE DEI CAVI

#### 3.1. Cadute di tensioni ammissibili

Per il dimensionamento dei cavi elettrici si è tenuto conto delle seguenti prescrizioni in termini di cadute di tensione ammissibili per i circuiti in corrente alternata:

CADUTE DI TENSIONE AMMISSIBILI	
Tratto tra cabina di smistamento e punto di consegna (SE)	4,00%
Tratto tra cabina di smistamento e cabina di raccolta	4,00%
Tratto tra cabina di raccolta e TU	2,00%

La valutazione della caduta di tensione dei cavi solari e dei cavi in DC è stata effettuata in maniera conservativa riferendosi alla condizione peggiore riscontrabile, ovvero considerando come lunghezza della data tipologia di cavo il valore massimo riscontrabile all'interno dell'impianto.

Oltre alla caduta di tensione per il dimensionamento dei cavi, si è tenuto conto di quanto riportato nelle normative tecniche di riferimento.

#### 3.2. Sovraccarichi

La portata minima del cavo, nel caso di posa interrata, viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b$$

dove:

- $I_z$  = Portata del cavo;
- $K_1$  = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20°C;
- $K_2$  = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso livello;
- $K_3$  = Fattore di correzione per profondità di interramento diverso dal valore utilizzato come riferimento,
- pari a 0,8 m;
- $K_4$  = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

dove:

- $I_z$  = Portata del cavo;
- $K_1$  = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- $K_2$  = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato.



Le protezioni elettriche sono state dimensionate secondo le normative vigenti (Norma CEI 64.8/4 - 433):

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

$I_b$  = Corrente di impiego del circuito;

$I_n$  = Corrente nominale del dispositivo di protezione;

$I_z$  = Portata in regime permanente della conduttura;

$I_f$  = Corrente di funzionamento del dispositivo di protezione.

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame e in alluminio con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC;
- Tipo H1Z2Z2-K se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati;
- Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici.

Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI EN 60332-3 e CEI 20-37, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-", presumibilmente con colorazione rosso per "+" e nero per "-".

Le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco, nelle tabelle seguenti vengono riportati dei calcoli preliminari per quanto riguarda i cavi che arrivano sino agli string inverter e i cavi che vanno dagli string inverter ai cabinet di trasformazione, oltre i cavi in media ed alta tensione.

### 3.3. Corto circuito

Secondo la norma CEI 64-8 par. 434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.



La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

#### **4. CARATTERISTICHE DEI CAVI DI ENERGIA A 36kV**

La sezione del conduttore AT verrà scelta tale da garantire una portata superiore alla corrente di impiego  $I_b$  lato AT utente. Il conduttore scelto (in rame o alluminio) dovrà essere dotato di due strati semiconduttivi estrusi, tra i quali sarà posizionato il materiale isolante (EPR, XLPE, PVC).

Il secondo strato semiconduttore dovrà avere un rivestimento impermeabile per evitare la propagazione longitudinale dell'acqua.

L'elemento a cui si deve prestare maggiore attenzione è il dimensionamento della calza, di materiale conduttore, che oltre a fornire schermatura elettrostatica e protezione meccanica al cavo deve consentire la circolazione a bassa impedenza delle correnti di guasto in caso di cedimento dell'isolante. Pertanto, quest'ultima sarà dimensionata in maniera tale da sostenere la massima corrente di guasto verso terra (dato fornito da Terna). Oltre la calza schermante si prescrive una protezione anticorrosiva e un'ultima protezione meccanica esterna.

I cavi di energia scelti avranno le seguenti caratteristiche:

- tipo: A2XS(FL)2Y in accordo con IEC 60840;

### **A2XS(FL)2Y HDPE High Voltage 26/45 (52) kV Cable**







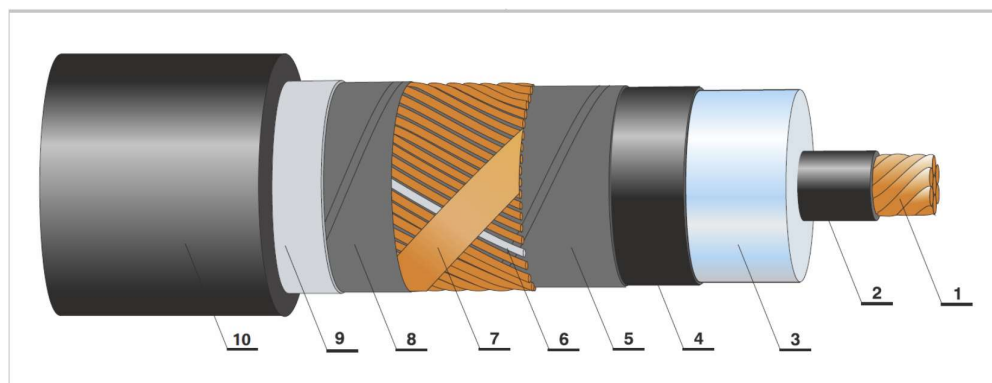
iCube Development 16 s.r.l.



CODE: **VOG-PV001-R02\_01**

PROJECT: **VOGHIERA PV 001**

PAGINA - PAGE  
9 di/of 17



1. Conduttore in alluminio;
2. semiconduttore interno sul conduttore di fase;
3. isolante in XLPE (polietilene reticolato cross-linked);
4. semiconduttore esterno sull'isolante;
5. nastro separatore (water swelling tape), semiconduttore;
6. fibra ottica per misurazione temperatura (eventuale);
7. schermo metallico;
8. nastro separatore (water swelling tape), semiconduttore;
9. guaina in alluminio o rame rivestiti con copolimero;
10. guaina esterna di colore nero in HDPE (High Density Polyethylene)

## DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm <sup>2</sup>	NOMINAL DIAMETER OF CONDUCTOR mm	INSULATION mm		METALLIC SCREEN		NOMINAL OUTER DIAMETER OF CABLE mm	NOMINAL WEIGHT kg/km	MAXIMUM PULLING FORCE mm	MINIMUM BENDING RADIUS m
				Nominal thickness	Nominal diameter over	Nominal cross section mm <sup>2</sup>	Nominal diameter over mm				
H9D45KV010095	1	95RM	11.3	9.0	30.5	35	34.3	41	1690	3.3	1.0
H9D45KV010120	1	120RM	12.5	9.0	31.7	35	35.5	42	1810	4.2	1.1
H9D45KV010150	1	150RM	14.1	9.0	33.3	35	37.1	43	1940	5.3	1.1
H9D45KV010185	1	185RM	15.8	9.0	35.0	35	38.8	45	2110	6.5	1.1
H9D45KV010240	1	240RM	17.9	9.0	37.1	35	40.9	47	2350	8.4	1.2
H9D45KV010300	1	300RM	20.0	9.0	39.2	35	43.0	49	2590	10.5	1.2
H9D45KV010400	1	400RM	22.9	9.0	42.5	35	46.7	53	3040	14.0	1.3
H9D45KV010500	1	500RM	25.7	9.0	45.3	35	49.5	56	3470	17.5	1.4
H9D45KV010630	1	630RM	29.3	9.0	49.1	35	53.3	60	4030	22.1	1.5
H9D45KV010800	1	800RM	33.0	9.0	52.8	35	57.0	64	4650	28.0	1.6
H9D45KV011000	1	1000RM	38.0	9.0	58.2	35	62.8	71	5570	35.0	1.8

## ELECTRICAL DATA

De – Cable diameter

Cables in flat formation, the distance between the cable axes =  $2 \times De$





Cables in trefoil formation, the distance between the cable axes = De





## ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm <sup>2</sup>	NOMINAL RESISTANCE OF CONDUCTOR 90°C Ω/km	ELECTRICAL FIELD STRESS kV/mm		CAPACITANCE μF/km	ZERO REACTANCE Ω/km	INDUCTANCE Ω/km	
		Conductor screen	Insulation			Flat formation 	Trefoil formation 
95RM	0.4110	4.70	1.95	0.150	0.087	0.200	0.145
120RM	0.3247	4.55	2.00	0.160	0.083	0.195	0.140
150RM	0.2645	4.40	2.05	0.175	0.078	0.190	0.135
185RM	0.2108	4.25	2.10	0.185	0.074	0.185	0.130
240RM	0.1610	4.15	2.15	0.205	0.069	0.180	0.125
300RM	0.1291	4.00	2.20	0.220	0.065	0.180	0.120
400RM	0.1009	3.90	2.25	0.245	0.062	0.175	0.115
500RM	0.0792	3.80	2.30	0.265	0.058	0.170	0.110
630RM	0.0622	3.70	2.35	0.295	0.055	0.165	0.105
800RM	0.0498	3.60	2.40	0.320	0.052	0.160	0.105

Informazioni in merito alla sezione, lunghezza, caduta di tensione, portata, correnti di corto circuito e distribuzione dei cavi per tipologia di utenza sono indicate nelle tabelle di seguito riportate:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib <= In <= Iz
CAB RAC->TU1	Alta	3F	5895	1	5895	1	4,97	3x(1x95)	445	36000	-1,23	94,5<=100<=195,3 A
CAB RAC->TU3	Alta	3F	6187	1	6187	1	4,96	3x(1x95)	445	36000	-1,24	99,2<=100<=195,3 A
CAB RAC->TU5	Alta	3F	4718	1	4718	1	4,98	3x(1x95)	609	36000	-1,24	75,7<=84,4<=195,3 A
CAB RAC->TU7	Alta	3F	5895	1	5895	1	4,97	3x(1x95)	380	36000	-1,22	94,5<=100<=195,3 A
TU1->TU2	Alta	3F	2947	1	2947	1	4,9	3x(1x95)	10	36000	-1,23	47,3<=50<=134,8 A
TU3->TU4	Alta	3F	2947	1	2947	1	4,9	3x(1x95)	10	36000	-1,24	47,3<=50<=134,8 A
TU5->TU6	Alta	3F	2359	1	2359	1	4,87	3x(1x95)	10	36000	-1,24	37,8<=40<=134,8 A
TU7->TU8	Alta	3F	2948	1	2948	1	4,91	3x(1x95)	10	36000	-1,22	47,3<=50<=134,8 A

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib <= In <= Iz
AREA SEZIONAMNETO - SE TERNA	Alta	3F	22694	1	22694	1	8,02	3x(1x630)	11338	36000	-1,14	364<=384,4<=604,5 A
CAB RAC - AREA SEZIONAMENTO	Alta	3F	22694	1	22694	1	4,78	3x(1x630)	70	36000	-1,15	364<=384,4<=553,3 A

La terna di cavi AT per il collegamento della cabina di sezionamento alla stazione AT Terna dovrà essere posata con disposizione delle fasi a trifoglio ad una profondità di almeno 1m rispetto al piano di calpestio.

Sulla base del calcolo della massima corrente di impiego Ib lato 36 kV dovuta alla produzione fotovoltaica, pari a circa 364A, e in considerazione della massima corrente di guasto verso terra assunta pari a circa 20kA (considerando il contributo dovuto dall'impianto fotovoltaico trascurabile in quanto minore di 0,45 kA), è stato ipotizzato l'impiego di un cavo AT con le caratteristiche innanzi richiamate.

Inoltre per il caso in esame sono state ipotizzate le seguenti condizioni ambientali e di posa per il calcolo della portata del cavo:

- Temperatura del terreno: 30°C
- Resistività termica del terreno: 1 m\*K/W
- Profondità di posa: 1,2 m



Per il collegamento in cavo alla SE Terna e con riferimento al limite di 50A della corrente capacitiva interrompibile a vuoto dagli interruttori, stabilito dalle norme, si deve prevedere una reattanza shunt da collegare rigidamente alla linea a 36kV nel momento in cui la capacità del collegamento sia superiore a  $4,4\mu\text{F}$  (cfr. "Allegato A.68 Rev. 04" del CdR) , nel caso in esame tale capacità assume il valore di  $3,3\mu\text{F} = 11,338\text{km} \cdot 0,295\mu\text{F/km}$  non rendendosi necessario tale accorgimento.

Per il rispetto del limite di compensazione della corrente di guasto a terra la capacità complessiva della rete a 36kV non deve essere superiore a  $64\mu\text{F}$  (cfr. "Allegato A.68 Rev. 04" del CdR) nel caso in esame tale capacità assume il valore di  $3,67\mu\text{F}$ .

## 5. CANALIZZAZIONI

Per canalizzazione si intende l'insieme del canale, delle protezioni e degli accessori indispensabili per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo (trincea, riempimenti, protezioni segnaletica). La norma che regola questa materia è la norma CEI 11-17, riempimenti esclusi.

In particolare, la norma stabilisce che l'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare, in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e degli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto).

La protezione meccanica supplementare non è necessaria se i cavi sono posati ad una profondità superiore a 1,7 m.

Per quanto attiene le profondità minime di posa nel caso di attraversamento della sede stradale vale il Nuovo Codice della Strada che fissa un metro, dall'estradosso della protezione, per le strade di uso pubblico, mentre valgono le profondità minime stabilite dalla norma CEI 11-17 per tutti gli altri suoli e le strade ad uso privato.

In posizione sovrastante la protezione deve essere posato il nastro monitore, che avvisi della presenza del cavo.

La presenza dei cavi nel sottosuolo di strade asfaltate è opportuno che venga segnalata in superficie mediante l'apposizione, indicativamente a distanza di 50 m l'uno dall'altro e comunque in ogni deviazione di tracciato, di segnalatori di posizione cavi e giunti.

Nei casi di posa in terreni agricoli la presenza del cavo deve essere segnalata tramite paletti portanti cartelli indicatori "presenza cavo".

Le linee elettriche ed in fibra ottica saranno posate in cavidotti direttamente interrati o, all'occorrenza, posate all'interno di tubi. Il tracciato dei cavidotti è riportato nei documenti: "*VOG-PV001-T22\_Planimetria dei Cavidotti di Impianto*", "*VOG-PV001-T23\_Planimetria dei Cavidotti di Connessione alla Rete*".

I cavidotti in funzione della quantità e tipologia dei cavi, assumeranno la configurazione riportata nelle sezioni tipiche riportate nei documenti innanzi richiamati.



## 6. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Gli impianti devono essere costruiti in modo da evitare il contatto non intenzionale con parti attive o il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Le misure di protezione mediante isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere sono intese a fornire una protezione totale contro i contatti diretti.

Le distanze di sicurezza all'interno della sottostazione sono regolamentate secondo due principali riferimenti normativi:

- Norma CEI EN 61936, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- Testo unico 81/08

In particolare, la norma CEI EN 61936 definisce le minime distanze dalla recinzione perimetrale rispetto alle parti attive, cioè quelle che possono raggiungere tensioni pericolose con la seguente relazione:

$$E=N+1500$$

dove:

E è la minima distanza dalla recinzione perimetrale rispetto alle parti attive;

N, che fa riferimento alla Tabella 1, definisce la distanza minima fra fase e terra e fase e fase.

Considerando che le apparecchiature in AT di cui al presente progetto sono servite a tensione efficace  $U_m = 36\text{kV}$  e secondo quanto previsto nella Tabella 1 – Distanze minime di isolamento in aria,  $N = 320$  pertanto la distanza minima da tenere tra recinzione e le parti attive di impianto sarà pari a 1,82 m.

Saranno inoltre messi in atto anche i provvedimenti seguenti:

- Copertura completa delle parti attive a mezzo di isolamento rimovibile solo con la distruzione di quest'ultimo;
- Parti attive poste dentro involucri tali da assicurare il grado di protezione adeguato al tipo di ambiente in cui sono installate.

Le protezioni dai contatti indiretti avranno come principio base l'interruzione automatica dell'alimentazione e, pertanto, il collegamento equipotenziale di tutte le masse metalliche che, per un difetto dell'isolamento primario possano assumere un potenziale pericoloso ( $U_T > 50\text{ V}$ ), unitamente all'estinzione del guasto tramite apertura del dispositivo di protezione a monte della zona in cui si è manifestato il guasto. A tal fine occorre che il valore della resistenza di terra e l'intervento del dispositivo di protezione siano tra loro coordinati affinché l'estinzione del guasto avvenga entro i limiti previsti dalle norme vigenti in materia.

La protezione contro i contatti indiretti, pur essendo eseguibile mediante impiego di dispositivi a massima corrente in quanto gli impianti sono realizzati con tipologia distributiva TN-S verrà comunque realizzata - al fine di rendere ancora più tempestivi gli interventi delle protezioni - mediante l'installazione di dispositivi a corrente differenziale installati a monte delle linee terminali e la connessione all'impianto di terra esistente. I conduttori di protezione saranno collegati all'impianto di terra globale mediante installazione di un conduttore PE che dalle barre di terra dei quadri collegherà tali masse e le masse estranee ivi presenti al collettore di terra generale di cabina.

La protezione contro i contatti indiretti in caso di guasto a terra nei sistemi di distribuzione TN-S è prevista con collegamento a terra delle masse e interruttori differenziali ad alta sensibilità (0,03 A, 0,3 A, 0,5 A), al



fine di rispettare le condizioni di sicurezza indicata dalle norme CEI 64-8 in 413.1.4.2.

## 7. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA



Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico, connesso alla rete Terna che verrà realizzato nei Comuni di Voghiera e Ferrara in Provincia di Ferrara in Emilia-Romagna.

Il nuovo impianto di terra sarà un impianto di terra globale (CEI61936 e CEI 50522).

Questo, pertanto, nel suo complesso dovrà risultare un unico elemento equipotenziale in tutti i suoi punti, perciò tutte le strutture e parti metalliche presenti nel sito dovranno essere connesse ad esso contemporaneamente.

### 7.1. Definizioni

- Elettrodo ausiliario di terra: elettrodo di terra con determinati vincoli progettuali/operativi. La sua funzione primaria può essere diversa dal condurre le correnti di guasto verso terra.
- Elettrodo di terra: conduttore interrato e usato per disperdere le correnti di guasto verso terra.
- Elettrodo di terra primario: elettrodo di terra progettato o adattato per scaricare le correnti di guasto verso terra secondo precisi profili di scarica richiesti (anche in maniera implicita) dal progetto di impianto.
- Ground mat: piastra metallica solida o sistema di conduttori nudi ravvicinati interconnessi tra loro e posizionati a basse profondità al di sopra di una rete di terra esistente al fine di introdurre una misura di protezione aggiuntiva, minimizzando il pericolo di esposizione a gradienti di tensione troppo elevati in luoghi in cui è segnalata un'elevata presenza di persone. Tipologie comuni di ground mat prevedono l'installazione di griglie metalliche sopra la superficie del terreno o immediatamente sotto la superficie.
- Ground Potential Rise (GPR): è il massimo potenziale che può instaurarsi tra la rete di terra e un punto posto a una certa distanza identificato come terra remota. Tale potenziale è calcolato attraverso il prodotto tra la massima corrente di guasto verso terra e la resistenza di terra del sistema. In condizioni normali, le apparecchiature elettriche messe a terra funzionano con un potenziale rispetto a quello della terra remota praticamente nullo; durante un guasto a terra, la parte di corrente di guasto dispersa verso terra provoca un aumento del potenziale del sistema di terra rispetto alla terra remota.
- Rete di terra: sistema orizzontale di elettrodi di terra che consiste in un numero di sbarre conduttrici interrate interconnesse fra loro. Fornisce un riferimento di tensione comune per dispositivi elettrici e strutture metalliche; inoltre limita i gradienti di tensione per tutta l'estensione della stessa. Normalmente la rete orizzontale è integrata con un certo numero di picchetti di terra e con gli elettrodi ausiliari di terra al fine di ridurre ulteriormente la resistenza totale di terra.
- Sistema di terra: comprende tutte le strutture di terra interconnesse in una specifica area.
- Tensione di contatto: differenza di potenziale tra il GPR e il potenziale del punto o superficie in cui una persona è contemporaneamente in piedi e a contatto con una struttura messa a terra.
- Tensione di contatto metal-to-metal: differenza di potenziale che si può creare tra due oggetti o

 <b>iCube Development I6 s.r.l.</b>		<b>CODE: VOG-PV001-R02_01</b> <b>PROJECT: VOGHIERA PV 001</b> PAGINA - PAGE 14 di/of 17
<p>strutture metalliche di cui una persona può entrare a contatto contemporaneamente con mani o piedi.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensione di maglia: è la massima tensione che si può instaurare all'interno di una maglia della rete di terra.</li> <li>• Tensioni di passo: La differenza di potenziale in un tratto convenzionale di un metro corrispondente alla distanza che una persona può colmare con i piedi senza toccare nessun altro oggetto collegato a terra.</li> </ul> <p>L'impianto fotovoltaico sarà così configurato ed avrà i seguenti livelli di tensione ed i relativi stati del neutro:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Livello AT: Punto di consegna posizionato in corrispondenza della stazione elettrica Terna; collegamento allo stallo utente in corrispondenza dell'impianto attraverso un tratto di linea in cavo 36kV di lunghezza pari a circa 12 km.;</li> <li>• Livello AT: sottostazione di utente 36kV in corrispondenza dell'impianto. Il centro stella del trasformatore lato AT è franco-terra;</li> <li>• Livello MT: Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra il trasformatore AT/MT e la cabina generale MT e tra quest'ultima e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;</li> <li>• Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.</li> <li>• Livello BT (DC): Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).</li> </ul> <h2>7.2. Calcoli dell'estensione dell'impianto di terra</h2> <h3>7.2.1. Contributo alla corrente di cortocircuito dell'impianto lato AT</h3> <p>Al fine di verificare il dimensionamento del futuro impianto di terra, si è proceduto alla analisi della corrente massima di guasto verso terra lato AT assunto che deve essere integrato con il contributo al guasto verso terra AT dato dall'impianto fotovoltaico. Quest'ultimo, essendo un gruppo di generazione statico, genererà un lieve contributo alla corrente di guasto in una misura assunta pari a <math>1,1 \cdot I_n = 450A</math> a 36kV.</p> <p>Di conseguenza la corrente di guasto massima verso terra attesa ed incrementata del contributo del generatore fotovoltaico sarà pari a:</p> $IG = 20000 + 450 = 20450 \text{ (LATO 36 kV)}$ <p>Tale contributo si può considerare pertanto trascurabile.</p> <h3>7.2.2. Analisi della rete di terra</h3> <p>Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su una superficie che copre un'area di circa 41ha.</p> <p>Verrà realizzato un nuovo impianto di terra, pertanto prima di procedere alla realizzazione dello stesso, occorrerà verificare la natura del suolo e la resistività.</p> <p>Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:</p>		



- Tipo di terreno
- Stratificazione
- Temperatura
- Composizione chimica e concentrazione di sali disciolti
- Presenza di metalli e/o tubazioni in cls
- Umidità del terreno

L'obiettivo ideale è ottenere una resistenza di terra tale per cui qualsiasi guasto verso terra interno all'impianto non generi tensioni pericolose per le persone.

La realizzazione dell'impianto di terra dovrà essere realizzata attraverso una griglia di dispersori disposti orizzontalmente e chiusi ad anello; tale griglia dovrà ricoprire l'intera area di impianto e l'area della SSE utente.

Il dispersore utilizzato dovrà essere corda di rame nuda con una sezione minima pari a:

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 * t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{20.000 * 1}{228^2}} = 87.72 mm^2$$

dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra lato 36 kV espressa in Ampère;
- t è il tempo di intervento della protezione AT in secondi;
- Kc è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

pertanto, la sezione minima scelta sarà non inferiore ai 95mm<sup>2</sup>.

Nell'area in prossimità della cabina di raccolta e sezionamento, soggetta ad un maggiore gradiente di potenziale, le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite.

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi MT/AT e DC interno all'impianto; l'area di impianto così magliata, dovrà essere poi chiusa ad anello.

Verranno collegati alla rete di terra anche i pali dei tracker (nelle sezioni in cui è previsto l'utilizzo di strutture su palo).

In riferimento alla recinzione tutti i tratti che ricadono all'interno della maglia di terra globale dovranno essere collegati a terra; i tratti esterni alla maglia globale andranno invece isolati da terra. In tali tratti deve essere garantita una distanza minima tra recinzione e struttura di sostegno dei moduli di almeno 5 metri.

Al completamento dell'impianto andrà valutata la resistenza tra le parti e/o strutture metalliche non direttamente connesse a terra e la terra stessa: se tali resistenze sono inferiori ai 1000 Ω allora occorre collegare tali parti e/o strutture all'impianto di terra.



## 8. SCARICHE ATMOSFERICHE

Per la verifica della protezione dell'impianto in oggetto contro le sovratensioni di origine atmosferica deve essere effettuata una valutazione del rischio che tiene conto di:

- Numero all'anno di fulmini su una determinata struttura o area;
- Probabilità che tale evento possa causare danni;
- Danno economico medio in relazione ai danni avvenuti.

La valutazione del rischio è quindi influenzata dalla tipologia di impianto di riferimento e dalle apparecchiature presenti al suo interno.

L'impianto in questione è composto quasi interamente da strutture metalliche collegate direttamente all'impianto di terra, per questo motivo il rischio da fulminazione è minimo.

La configurazione dell'impianto adottata prevede l'utilizzo a tutti i livelli di tensione di scaricatori per la protezione dell'impianto contro le sovratensioni.

L'impianto pertanto è definito autoprotetto.





## 9. NORME TECNICHE

- Norma CEI 99-2 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. e 1,5 kV in c.c. Parte 1: Corrente alternata"
- Norma CEI 99-3 "Impianti di terra per impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a."
- Norma CEI 11-17 "Norme per gli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, linee in cavo"
- Norma CEI 20-21 "Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente"
- Norma CEI 20-27 "Sistema di designazione dei cavi di energia e per segnalamento"
- Norma CEI 20-29 "Conduttori per cavi isolati"
- Norma CEI 7-1 "Corde di rame"
- Norma CEI 20-13 "Cavi per energia isolati con mescola elastomerica con e senza particolari caratteristiche di reazione al fuoco rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) - Tensioni nominali da U0/U 0,6/1 a U0/U 18/30 kV in c.a."
- Norma CEI 20-66 "Cavi energia con isolamento estruso e loro accessori per tensioni nominali superiori a 36 kV (Um = 42 kV) fino a 150 kV (Um = 170 kV)"
- Norma CEI 20-14 "Cavi per energia isolati con una mescola termoplastica in polivinilcloruro con e senza particolari caratteristiche di reazione al fuoco rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) - Tensioni nominali U0/U 0,6/1 kV e 1,8/3 kV in c.a."
- Norma CEI 20-11 "Materiali isolanti, di guaina e di rivestimento per cavi di energia di bassa tensione"
- Norma CEI 20-22 "Prova dei cavi non propaganti l'incendio"
- Norma CEI 20-36 "Prove di resistenza al fuoco dei cavi elettrici"
- Norma CEI 20-37 "Prove sui gas emessi durante la combustione di cavi elettrici"