



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNI DI FOGGIA E MANFREDONIA



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN LOCALITA' "PEZZAGRANDE" AL FOGLIO N.161 P.LLA N. 2, E NEL COMUNE DI MANFREDONIA IN LOCALITA' "VACCHERECCIA DI GRECO" AL FOGLIO N. 129 ALLE P.LLE NN. 17, 142, 498, 500 E 512, E IN LOCALITA' "MACCHIAROTONDA" AL FOGLIO N. 131 P.LLE NN.13, 206 E 207, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MANFREDONIA (FG) IN LOCALITA' "MACCHIAROTONDA" AL FOGLIO N. 128 ALLE P.LLE NN. 45, 79, 113 E 169 E AL FOGLIO N. 129 ALLE P.LLE NN. 481, 485 E 486, AVENTE UNA POTENZA PARI A **30.038,68 kWp**, DENOMINATO "**MARTILLO**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI ELETTRICI



IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO

LAOR
 (Land Area Occupation Ratio)
13,96%

LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ISTANZA AU	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202200828	GWWF184	A.15	30.11.2023	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

ENTE

FIVE-E

RESPONSIBLE INVESTMENT

HF SOLAR II S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

Ing. D. Siracusa
 Ing. A. Costantino
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. G. Schillaci
 Ing. G. Buffa
 Ing. M.C. Musca

Arch. M. Gullo
 Arch. A. Calandrino
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. G. Vella
 Dott. Agr. B. Miciluzzo

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROFESSIONISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia agrivoltaica
denominato
“MARTILLO”**

Relazione tecnica sui calcoli preliminari degli impianti elettrici

Sommario

1 Definizioni.....	1
2 Premessa	2
3 Generatore fotovoltaico.....	5
4 Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua.....	11
5 Quadri di parallelo stringhe.....	14
6 Inverter.....	14
7 Cavi elettrici BT in corrente alternata.....	15
8 Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	17
9 Trasformatori di potenza.....	17
10 Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	18
11 Cavi elettrici di media tensione	20
12 Quadro elettrico generale di media tensione	23
13 Trasformatore Servizi Ausiliari.....	24
14 Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari.....	25
15 Impianti ausiliari di campo	26
15.1 Impianto di illuminazione	26
15.2 Impianto di video sorveglianza	28

1 Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

- **Impianto di Rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione:** insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG):** apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI):** una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

2 Premessa

La presente relazione tecnica, è parte integrante del Progetto Definitivo dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, che la Società "HF SOLAR 11 S.r.l." intende realizzare nel territorio Comunale di Foggia (FG) in località Pezzagrande al foglio n° 161 particella 2, nel territorio comunale di Manfredonia (FG) in Località Vacchereccia di Greco al Foglio n°129 particelle 17, 142, 498, 500 e 512 e in Località Macchiarotonda al Foglio n°131 particelle 13, 206 e 207, ed ha per oggetto il dimensionamento preliminare di tutte le apparecchiature costituenti l'Impianto di Utenza.

Il progetto in esame, alla luce della documentazione progettuale allegata, risulta essere a tutti gli effetti un **impianto agrivoltaico di tipo avanzato** ai sensi delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici diffuse dal Ministero della Transizione Ecologica nel Giugno 2022.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto è stato suddiviso in due plot, denominati rispettivamente "Plot 1 da 15.884,12 kWp" e "Plot 2 da 14.154,56 kWp", per una potenza complessiva di **30.038,68 kWp**:



Figura 1: inquadramento territoriale su ortofoto plot 1

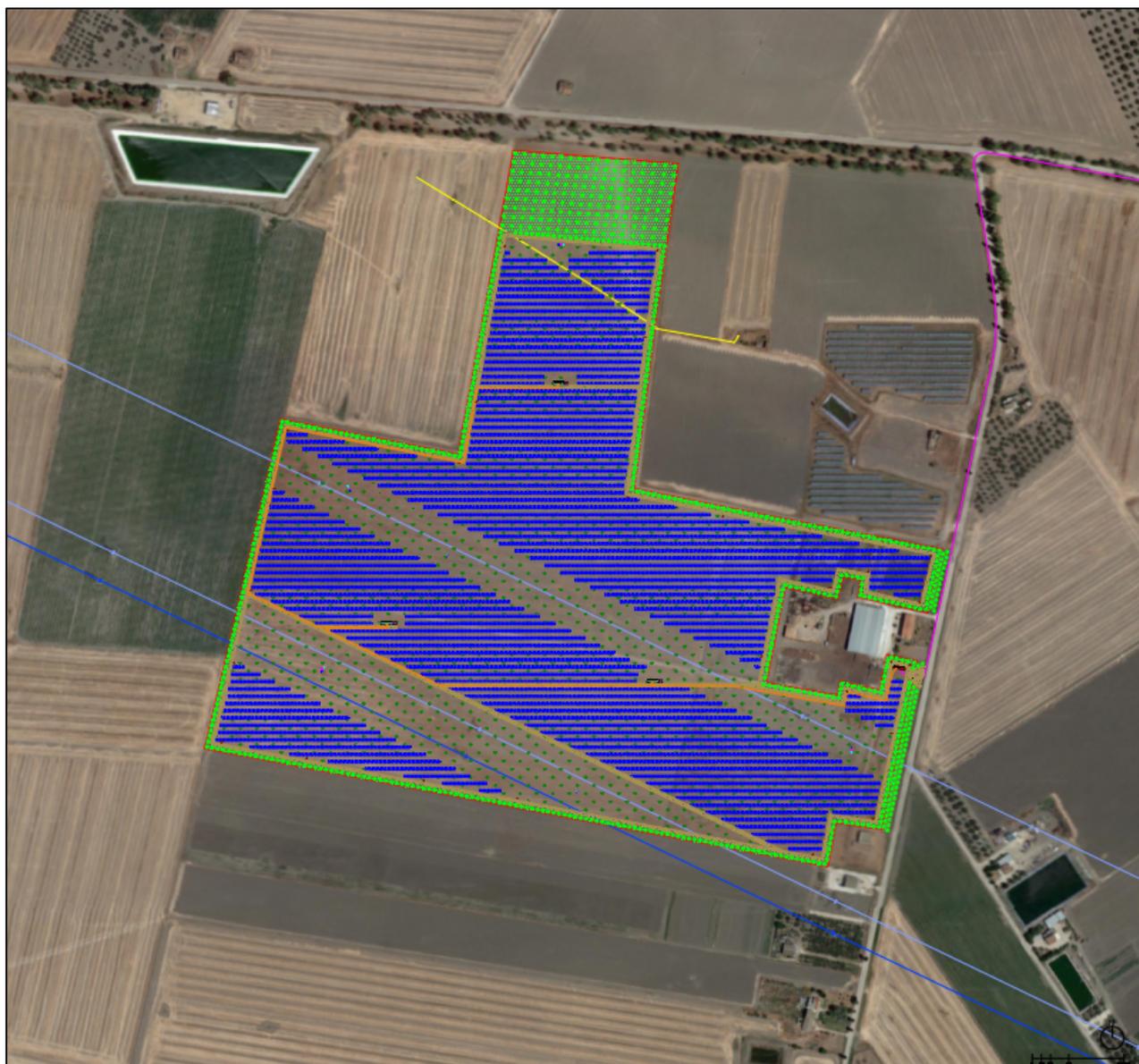


Figura 2: inquadramento territoriale su ortofoto plot 2

Conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione identificato con Codice Pratica 202200828, l'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV della RTN di Manfredonia, mediante condivisione dello stallo arrivo produttore a 150 kV con le iniziative di seguito elencate, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete:

- codice pratica 201901116 della Società HF SOLAR 3 SRL;
- codice pratica 06021664 della Società PARCO EOLICO SANTA CROCE DEL SANNIO HOUSE SRL;
- codice pratica 201900200 della società OPDENERGY TAVOLIERE 1 S.R.L.;

- codice pratica 201900197 della società OPDENERGY TAVOLIERE 2 SRL;
- codice pratica 201900413 della società MARSEGLIA - AMARANTO ENERGIA E SVILUPPO SRL.

Per una maggiore comprensione di quanto sopra descritto, si riporta lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con una Stazione Elettrica esistente:

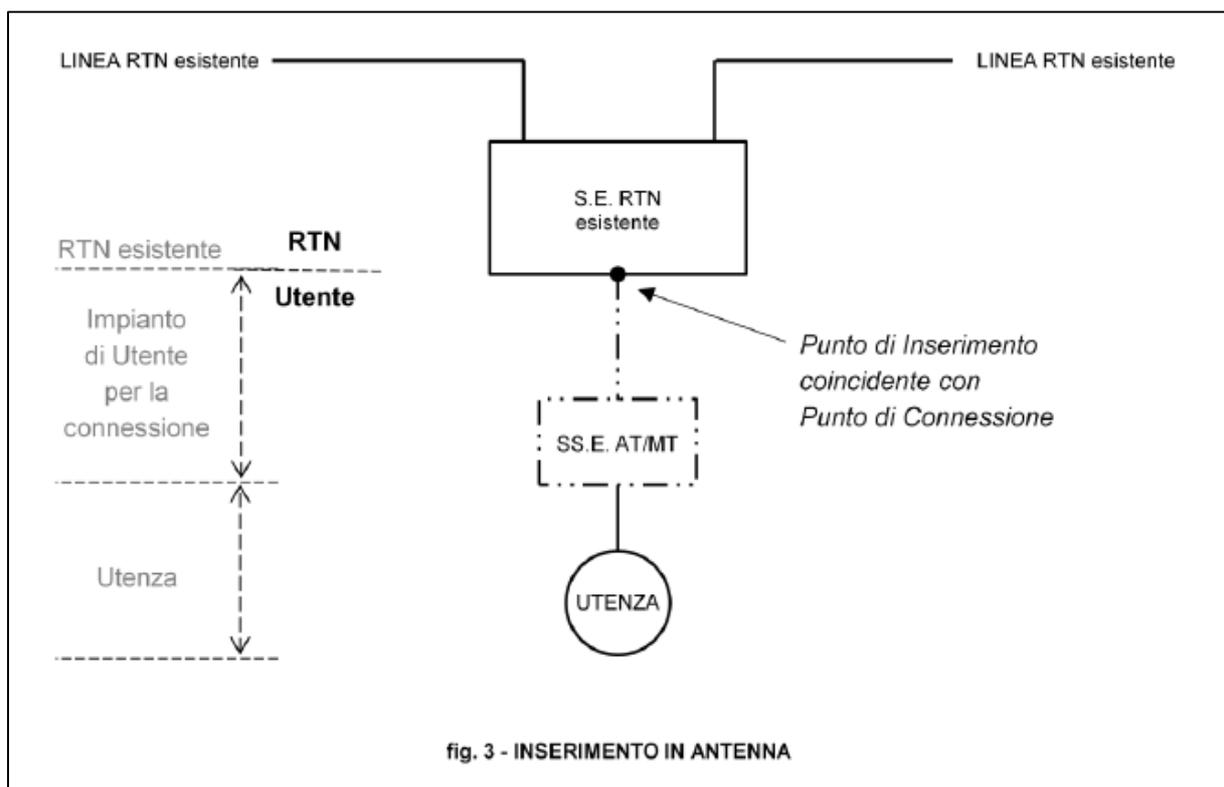


Figura 3: schema di principio inserimento in antenna su Stazione Elettrica RTN esistente

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 150 kV per il collegamento dell'impianto di produzione alla Stazione Elettrica della RTN, costituisce "**Impianto di Utenza per la Connessione**" mentre lo Stallo Arrivo Produttore a 150 kV nella suddetta Stazione costituisce "**Impianto di Rete per la Connessione**". La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come "**Impianto di Utenza**".

Nella presente relazione, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del dimensionamento di tutte le apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il BOS (balance of system o resto del sistema) (cavi elettrici, quadri elettrici, trasformatori, ecc) fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche in fase di "**progettazione esecutiva**".

3 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e garantire adeguati spazi per la conduzione agricola, degli ingombri delle Cabine Elettriche Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della Cabina Elettrica di raccolta.

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare **moduli fotovoltaici da 710 Wp** i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse con tilt a 30° disposte secondo l'asse est-ovest, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:

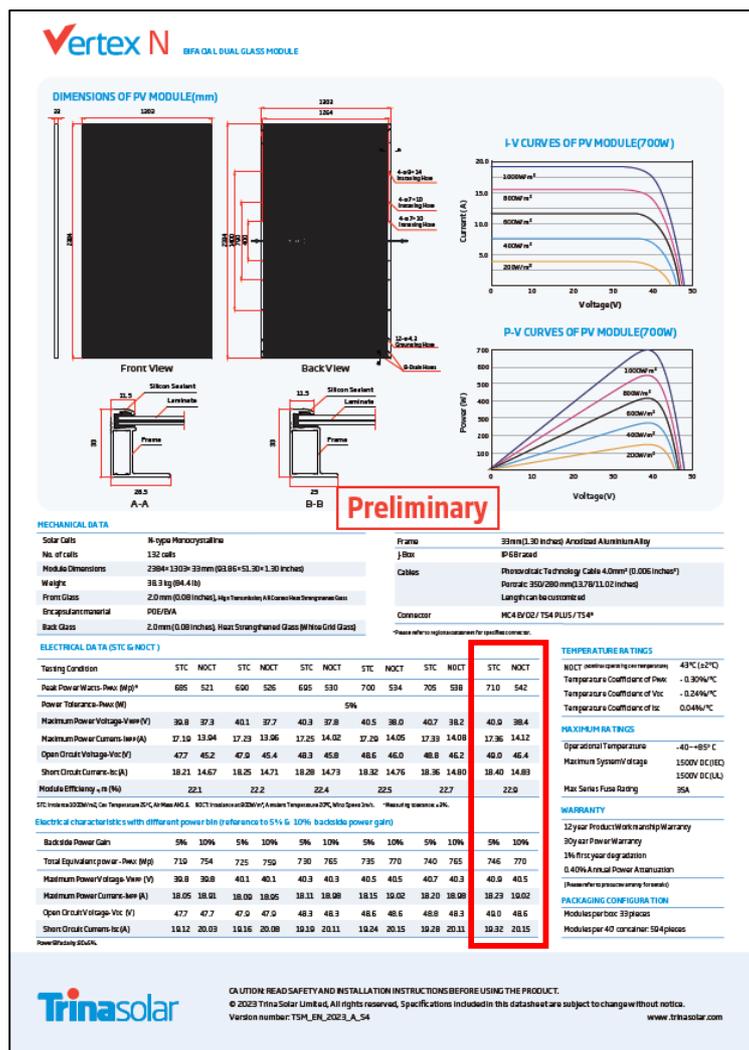


Figura 4: scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Applicando il criterio di dimensionamento esposto, si è riusciti ad installare **42.308** moduli fotovoltaici, per una potenza complessiva di impianto pari a **30.038,68 kWp**.

Al fine di massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter di Stringa SUNGROW SG350HX, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche:

SUNGROW Clean power for all	
Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40°C / 295 kVA @ 50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	≤ 116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

Figura 5: datasheet inverter di stringa SUNGROW

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
2. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
3. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
4. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{\text{MAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot [U_{oc} (25^{\circ}\text{C}) - \beta (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{max inverter}}$$

essendo $U_{\text{max inverter}}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT \text{ MAX FV } (\theta_{\min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{\min})] \leq U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$$

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{\max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot U_{MPPT \text{ min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT \text{ min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ min modulo}} = U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot [U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2 .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta simulando *stringhe fotovoltaiche da 28 moduli in serie, ottenendo esito positivo.*

4 Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Per la realizzazione delle linee sopra menzionate, si è scelto di utilizzare cavi solari H1Z2Z2-K adatti per posa in aria:

Basse Tension Bassa Tensione		H1Z2Z2-K					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Figura 6: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_z), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito (I_B):

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito, pari alla corrente di stringa;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare per circuiti realizzati con cavi in fascio o a strato.

Assumendo condizioni di posa standard, considerando una corrente di impiego pari alla corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico (18,40 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times I_{sc} \leq I_z = I_{zo}$$

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 23 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei *cavi solari H2Z2Z2-K*, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm². Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 10 mm², previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7R 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 19 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{19} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{max \text{ stringa}}$ è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;

- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1,25 \times 18,4 \times 19) = 437 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 300 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C	tubo interrato a 20°C		
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km			K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

(*) = Questa formazione è senza certificato IMQ
N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n°3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K-m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K-m/W

Figura 7: scheda tecnica cavi BT

5 Quadri di parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione. Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

6 Inverter

Al fine di massimizzare la producibilità dell'impianto, si è scelto di utilizzare inverter multistringa SUNGROW SG350HX, a ciascuno dei quali verranno collegati in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNGROW Clean power for all	
Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40°C / 295 kVA @ 50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3% (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	± 116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

Figura 8: datasheet inverter multistringa Sungrow

Come deducibile dallo schema elettrico unifilare di impianto è previsto l'utilizzo di n° 86 inverter da 350 kVA per una potenza complessiva di 30.100 kW.

7 Cavi elettrici BT in corrente alternata

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

Il dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_z), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito (I_B).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all'ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

In fase di progettazione definitiva, sono state ipotizzate le seguenti condizioni di posa:

- Cavi installati su passerella o canale metallico;
- Temperatura di posa pari a 30°C;

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_B \leq I_z = I_{zo} K_1 K_2$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare per circuiti realizzati con cavi in fascio o a strato.

La corrente di impiego I_B di ciascuna linea è stata assunta prudenzialmente pari alla massima corrente erogabile dall'inverter scelto, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati considerati unitari, dato che le condizioni di posa previste sono standard.

In questa fase della progettazione si è scelto di utilizzare cavi BTFG7R ed applicando il criterio di dimensionamento sopra esposto la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio termico è quella di seguito indicata:

$$S = 3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$$

Quindi ciascuna fase sarà costituita da un cavo unipolare da 120 mm^2 .

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A										
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C		interrato a 20°C	
														in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	K = 1	K = 1,5
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21					
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27					
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35					
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44					
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59					
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77					
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100					
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121					
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150					
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184					
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217					
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251					
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287					
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323					
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379					
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429					
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500					
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560					
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663					

(*) = Questa formazione è senza certificato IMQ
N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n°3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K-m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K-m/W

Figura 9: scheda tecnica cavi elettrici BT

8 Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione

All'interno delle cabine di trasformazione, è prevista l'installazione di quadri elettrici di bassa tensione, il cui layout prevede l'utilizzo di un interruttore generale di interfaccia con l'avvolgimento BT del trasformatore ed un interruttore automatico per ciascuno dei gruppi di conversione (dispositivi di generatore).

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando le prescrizioni della Norma CEI 64-8 di seguito riportate:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del circuito;
- I_n è la corrente nominale dell'interruttore;
- I_z è la portata del cavo da proteggere nelle condizioni di posa previste da progetto;
- $I^2 t$ è l'energia specifica passante dell'interruttore;
- $K^2 S^2$ è l'energia massima tollerabile dal cavo.

La prima delle due condizioni sopra citate, garantisce la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro il cortocircuito, è necessario, oltre al rispetto della seconda condizione, che l'interruttore abbia un potere di interruzione non inferiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Poiché non è stato ancora predisposto il regolamento di esercizio per la connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete, il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di consegna non risulta noto, pertanto, non potendo calcolare il valore della corrente di guasto in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

9 Trasformatori di potenza

Come indicato nello schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di n° 6 trasformatori di potenza da 5000 kVA ed un trasformatore da 3150 kVA con singolo avvolgimento di bassa tensione e rapporto di trasformazione nominale pari a 0,8 kV/30 kV.

Essi sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale dei gruppi di conversione sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

$$An \text{ trasformatore} \geq \sum_{i=1}^n An \text{ inverter}$$

dove n rappresenta il numero di inverter sottesi al singolo trasformatore di potenza.

10 Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di media tensione a 30 kV, costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da formare un'unica apparecchiatura.

In particolare, ciascun quadro, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- Scomparto arrivo linea;
- Scomparto protezione trasformatore di potenza;
- Scomparto partenza linea;
- Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

di cui vengono riportate, a titolo esemplificativo, le immagini:

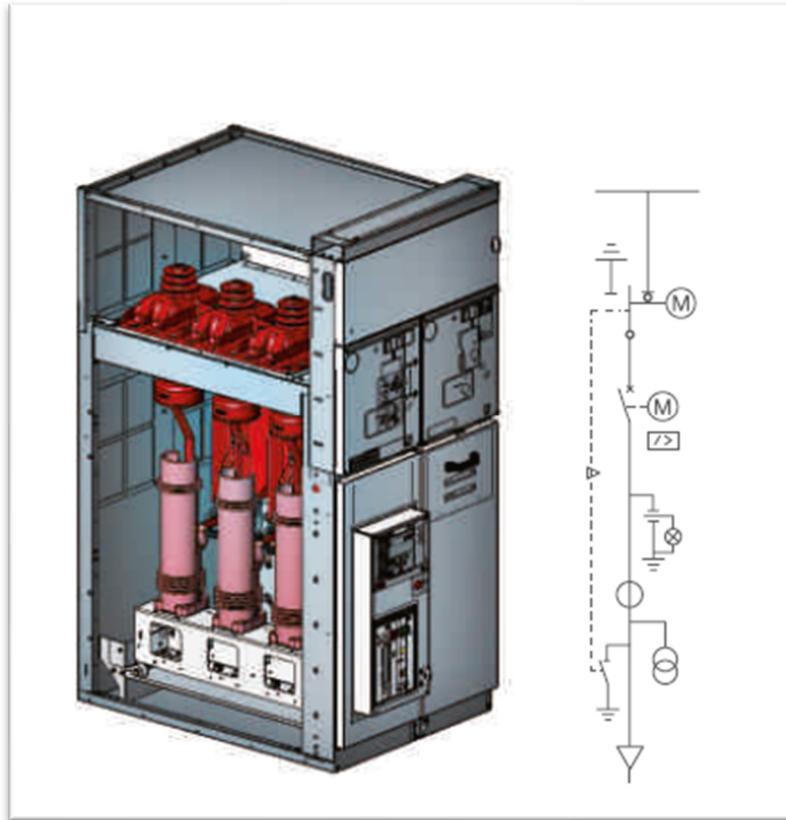


Figura 10: Scomparto arrivo linea/partenza linea

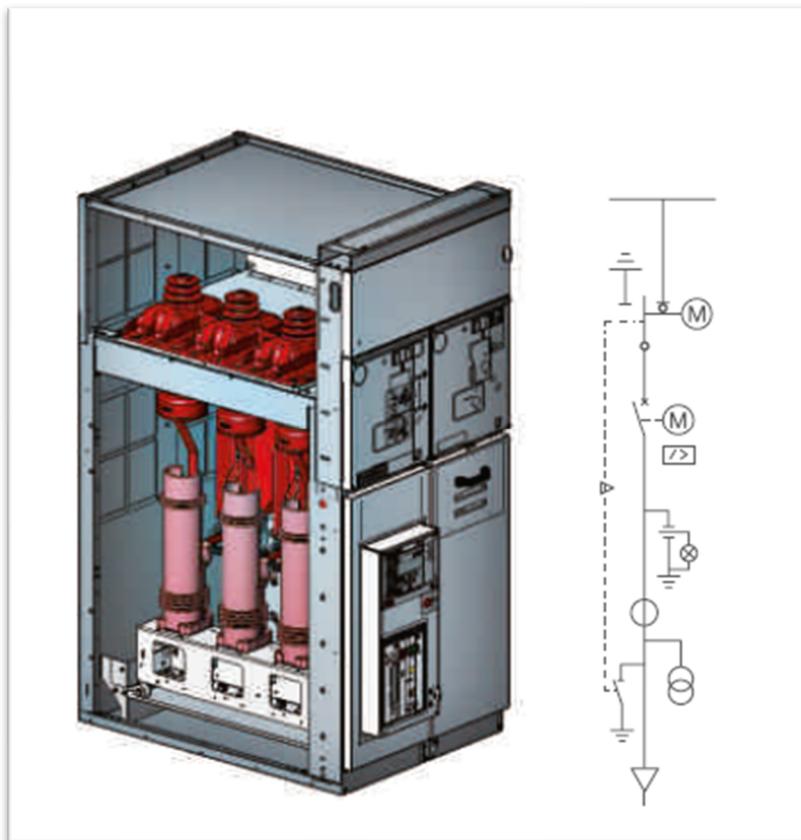


Figura 11: scomparto protezione trasformatore

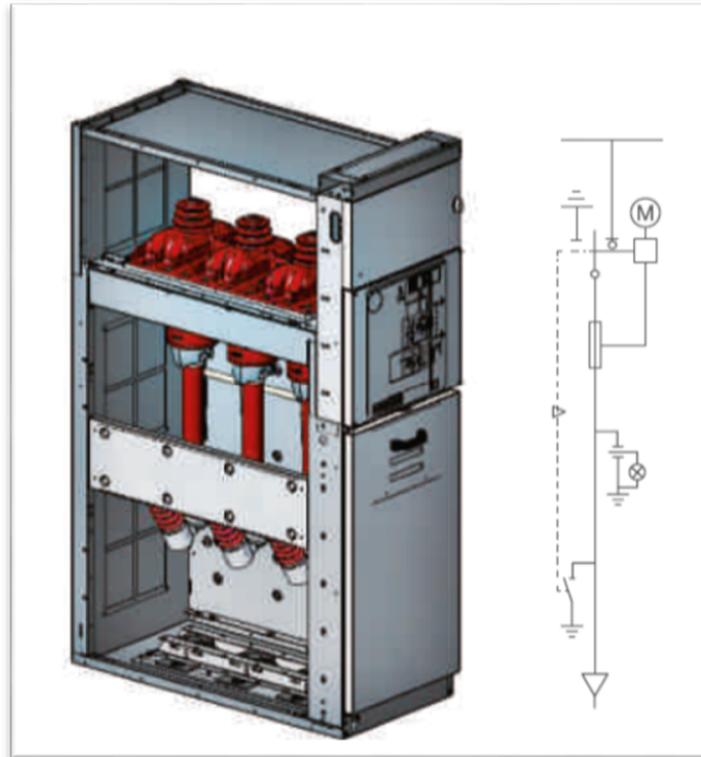


Figura 12: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

11 Cavi elettrici di media tensione

Le cabine elettriche di trasformazione dei due plot in cui è stato suddiviso l'impianto, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile, adatto per posa interrata.

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_L), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito (I_B).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all'ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

In fase di progettazione definitiva, sono state ipotizzate le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa variabile da 1,20 m a 1,60 m;

- Resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- Temperatura di posa pari a 20°C;
- Numero di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 2.

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare cavi ad elica ARE4H5EX adatti per posa interrata, le cui caratteristiche vengono riportate nel datasheet di seguito riportato:

ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)				
				Contatto Vendita Cavi Mercato nexans.cavi@nexans.com
CARATTERISTICHE DIMENSIONALI				
Nome	Diametro del conduttore [mm]	Diametro sull'isolante [mm]	Diametro esterno [mm]	Peso approssimativo [kg/km]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	8,2	24,2	36,8	1010
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	9,8	25,8	38,4	1130
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	11,5	26,5	39,2	1210
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	13,1	27,5	40,2	1310
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	14,3	28,5	41,3	1410
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	16,0	30,2	43,1	1570
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm ² SK1	18,5	32,7	45,7	1820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm ² SK1	20,7	34,9	48	2060
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm ² SK1	23,5	37,7	50,9	2390
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm ² SK1	26,5	40,9	54,3	2820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm ² SK1	30,0	45,0	58,6	3390

Figura 13: scheda tecnica cavi ARE4H5EX

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_B \leq I_Z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito;

- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti;
- K_3 è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2 m;
- K_4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

Il calcolo della corrente di impiego I_B di ciascuna linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale dei trasformatori interconnessi, mentre i coefficienti correttivi della portata sono stati assunti unitari in quanto sono state ipotizzate condizioni di posa standard.

Le sezioni scelte, sono state verificate anche dal punto di vista della sollecitazione termica in occasione di guasto, attraverso l'applicazione della relazione di seguito riportata:

$$S \geq (I \sqrt{t}) / K$$

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase, pari a 12,5 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore (rame o alluminio);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione, prudenzialmente assunto pari a 1 sec;

In questo contesto vengono riportate le caratteristiche delle linee elettriche previste, rimandando alla relazione tecnica specialistica sul dimensionamento dei cavi di media tensione per maggiori dettagli sui criteri applicati:

Linea MT n° 1

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX 18/30 kV**;
- Formazione: 3x(1x150) mm²;
- Lunghezza: circa 0,3 km;

Linea MT n° 2

- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX 18/30 kV*;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 2,4 km;

Linea MT n° 3

- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX 18/30 kV*;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 1,55 km;

12 Quadro elettrico generale di media tensione

Per ciascun plot in cui è stato suddiviso l'impianto, è prevista l'installazione di un quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della Cabina di Raccolta di pertinenza, formato da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da costituire un'unica apparecchiatura.

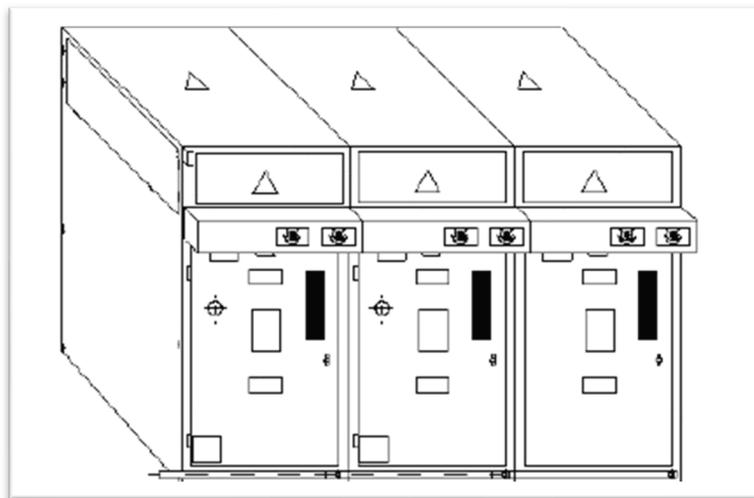


Figura 14: immagine indicativa quadro MT isolato in aria

In particolare, lo schema elettrico del quadro prevede i seguenti scomparti:

- scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;

- scomparto risalita cavi, dotato di TA e TV da cui derivare il gruppo di misura dell'energia elettrica;
- scomparto dispositivo generale, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- scomparto partenza linea verso il campo fotovoltaico, costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 12,5 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

13 Trasformatore Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di trasformatori isolati in resina, dimensionati in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc), i quali verranno installati all'interno di appositi locali servizi ausiliari. Complessivamente sono previsti 9 trasformatori da 50 kVA, le cui caratteristiche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:



Figura 15: trasformatori servizi ausiliari isolati in resina

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	1280	4.000	6	67	1510	750	1470	520	125	40	1370
	400	1650	5.700	6	69	1560	950	1660	670	160	50	1760
	630	2200	8000	6	71	1660	950	1790	670	160	50	2330
	800	2.700	9600	6	72	1730	1100	1910	670	160	50	2730
	1000	3100	11500	6	73	1770	1100	2030	820	160	50	3120
	1250	3600	14000	6	75	1810	1100	2120	820	160	50	3620
	1600	4.200	17000	6	76	1870	1100	2270	820	160	50	4280
	2000	5000	21000	6	78	1980	1200	2380	1070	200	70	5090
	2500	5800	25.000	6	81	2080	1200	2470	1070	200	70	6010
	3150	6700	30000	6	83	2240	1200	2480	1070	200	70	7230

Figura 16: scheda tecnica trasformatori di potenza

Oltre ai servizi sopra elencati, all'interno dei locali cabine saranno previsti i seguenti ulteriori servizi:
impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;

- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

14 Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari

I servizi ausiliari dell'impianto, saranno alimentati attraverso apposite linee elettriche di bassa tensione FG7OR 0,6/1 kV, derivate dal quadro elettrico generale BT. Le singole derivazioni saranno protette mediante interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, mentre come interruttore generale è previsto l'utilizzo di un interruttore magnetotermico.

Poiché non è stato ancora predisposto il regolamento di esercizio per la connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete, il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di consegna non risulta noto, pertanto, non potendo calcolare il valore della corrente di guasto in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

15 Impianti ausiliari di campo

All'interno di ciascun plot in cui è stato suddiviso il campo fotovoltaico, è prevista la realizzazione di due differenti tipologie di impianti ausiliari:

- impianto di illuminazione;
- impianto di video-sorveglianza.

Per maggiori dettagli sulle loro caratteristiche si rimanda ai successivi paragrafi.

15.1 Impianto di illuminazione

Lungo il perimetro dell'area di impianto, saranno utilizzati proiettori a Led, ciascuno montato sulla testa di un palo in acciaio a tronco conico di altezza totale pari a 4,50 m e altezza fuori terra pari a 4,00 m.

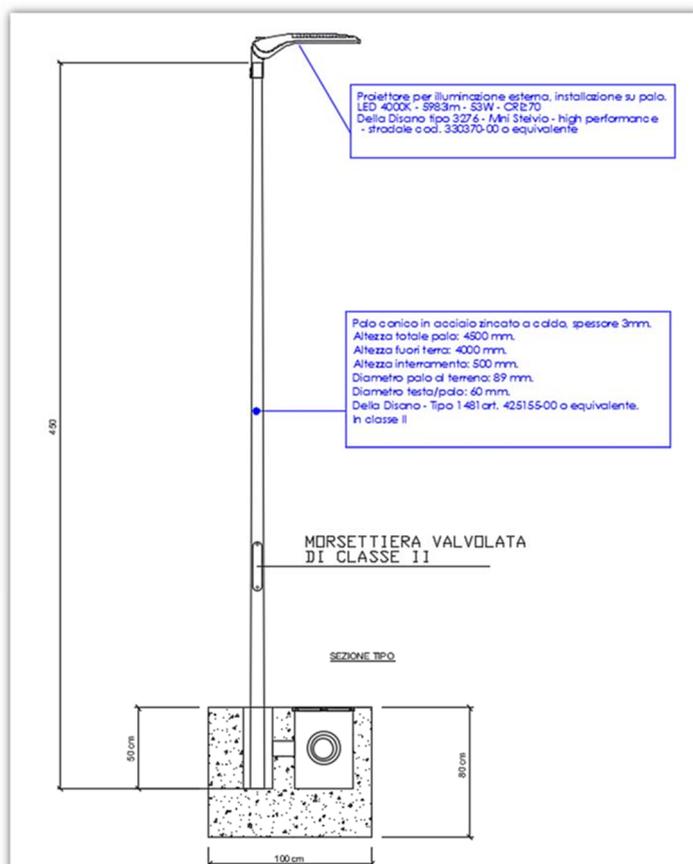


Figura 17: apparecchio illuminante scelto in fase di progettazione definitiva per la realizzazione dell'impianto di illuminazione perimetrale

I pali saranno ancorati al terreno mediante un blocco di fondazione in calcestruzzo di dimensioni massime 1,00 x 0,80 x 0,70 m e la loro altezza è stata calcolata in modo tale da impedire fenomeni di riflessione aerodispersa durante l'accensione notturna. Al centro del blocco di fondazione verrà lasciato un foro da 200 mm, entro cui sarà issato il palo mediante costipazione di sabbie fine fino ad una certa quota e per la parte rimanente mediante colata di cemento. Ogni palo sarà dotato di morsetti dotati di valvola a fusibile posta alla base dello stesso, il cui intervento, in caso di cortocircuito, isolerà elettricamente il solo apparecchio illuminante guasto mentre la restante parte dell'impianto di illuminazione continuerà ad essere in esercizio.

In adiacenza ai blocchi di fondazione, verranno allocati dei pozzetti di ispezione di dimensioni 0,40 x 0,40 x 0,50 m, all'interno dei quali verrà realizzata la giunzione, mediante colata di resina, tra la dorsale BT di alimentazione derivata dal quadro elettrico di bassa tensione, e la derivazione di alimentazione dell'apparecchio illuminante.

Per la viabilità interna invece si prevede l'utilizzo di apparecchi illuminanti bassi, come quelli rappresentati in figura:



Figura 18: paline per l'illuminazione della viabilità interna

Anche per il circuito di illuminazione della viabilità interna è prevista la realizzazione di una linea dorsale di tipo trifase con neutro derivata dal quadro elettrico generale di bassa tensione e protetta da interruttore magnetotermico differenziale dedicato, mentre per l'alimentazione di singoli corpi illuminanti saranno realizzate delle derivazioni a partire dalla base di ciascuna palina.

15.2 Impianto di video sorveglianza

Ai fini del monitoraggio dell'impianto da remoto, è prevista la realizzazione di un impianto di video sorveglianza, costituito da telecamere montate su pali di acciaio zincati fissati al suolo mediante apposito blocco di fondazione in calcestruzzo e collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini installato all'interno della cabina di raccolta. I pali avranno un'altezza massima di 4,00 m e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto secondo la disposizione indicata nelle tavole di progetto allegate.

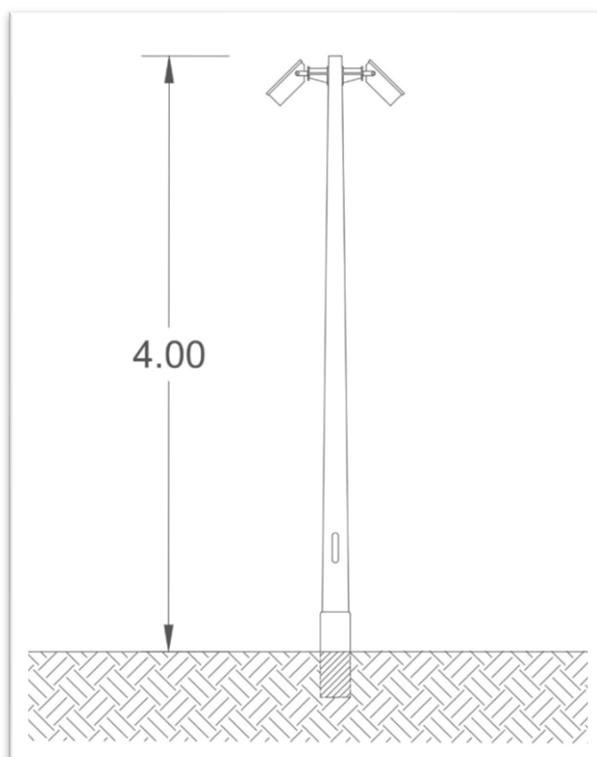


Figura 19: sostegno per impianto di video sorveglianza con telecamere montate in testa

Il complesso di video registrazione sarà dotato di un gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare l'impianto per almeno 2 ore in caso di mancanza rete.

La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo ed il sistema permetterà l'archiviazione delle immagini relative a due settimane solari. Il software utilizzato per la gestione del sistema di videosorveglianza consentirà di:

- gestire diversi monitor contemporaneamente;
- visionare le immagini registrate;
- gestire la registrazione sia manuale che su evento.