



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNI DI LUCERA e TROIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRI-VOLTAICO DA
REALIZZARE NEL COMUNE DI LUCERA (FG) LOCALITA'
MONTARATRO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL
COMUNE DI TROIA, DI POTENZA PARI A **75.490,24 kWp**,
DENOMINATO "LUCERA"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione calcoli preliminari impianto elettrico



livello prog.	Codice Pratica STMG	N° elaborato	DATA	SCALA
PD	202000419	WUM6CC6_A22	22.03.2022	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
1	28/02/2024	Aggiornamento della soluzione di connessione			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

 **HIVE**
ENERGY
HF SOLAR 7 S.r.l.

ENTE

PROGETTAZIONE


Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

Arch. A. Calandrino
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Dott. Biol. M. Casisa
Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M.C. Musca

Il Progettista

Il Progettista



**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica
denominato
“LUCERA”**

Relazione tecnica sui calcoli preliminari degli impianti elettrici

Sommario

Definizioni	1
Premessa	2
Generatore fotovoltaico	4
Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua	10
Quadri di parallelo stringhe	13
Inverter	13
Cavi elettrici BT in corrente alternata	15
Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	16
Trasformatori di potenza	17
Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	18
Cavi elettrici di media tensione	20
Quadro elettrico generale di media tensione	25
Trasformatore Servizi Ausiliari	27
Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari	28
Impianti Ausiliari di Campo - Generalità	28
Impianto di illuminazione.....	28
Impianto di video-sorveglianza	29

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 7 S.r.l."** intende realizzare in provincia di Foggia, ed ha per oggetto il dimensionamento preliminare di tutte le apparecchiature costituenti l'Impianto di Utenza.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto risulta costituito da due sezioni denominate **"Plot 1 da 51.890,16 kWp"** e **"Plot 2 da 23.600,08 kWp"**, per una potenza complessiva di **75.490,24 kWp**, le quali verranno realizzate nel territorio comunale di **Lucera (FG)** in località Montaratro su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Lucera Foglio 149, p.lle 313, 295, 56, 57, 58, 93, 94, 60, 67, 72, 274, 296, 316, 353, 356, 315, 70, 71, 373, 355, e Foglio 150 p.lle 32, 33, 34, 57 e 140.



Figura 1: inquadramento territoriale area di impianto con indicazione delle due sezioni di generazione

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 17/06/2020 ed identificato con Codice Pratica 202000419, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV denominata "Troia".



Figura 2: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto, con indicazione del tracciato della dorsale a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza

Nella presente relazione, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del dimensionamento di tutte le apparecchiature previste (cavi elettrici, quadri elettrici, trasformatori, ecc) fermo restando che i risultati riportati andranno verificati in sede 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 i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare **Trina Solar Bifacciali da 670 Wp** costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)								
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.								
Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)								
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							
Power Bifacility 70±5%								
ELECTRICAL DATA (NOCT)								
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95
NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.								

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*
*Please refer to regional datasheet for specified connector.	

TEMPERATURE RATINGS	
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY	
12 year Product Workmanship Warranty	
30 year Power Warranty	
2% first year degradation	
0.45% Annual Power Attenuation	
(Please refer to product warranty for details)	

PACKAGING CONFIGURATION	
Modules per box:	31 pieces
Modules per 40' container:	558 pieces

Figura 3: datasheet moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 3.000 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ⁴⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputside disconnection point	DC load-break switch		
Outputside disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0 % to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion 2) Efficiency measured without internal power supply 3) Efficiency measured with internal power supply 4) Self-consumption at rated operation 5) Self-consumption at < 75% P _n at 25°C 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P _n at 35°C 7) Sound pressure level at a distance of 10 m 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets. 9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable). 10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA. 11) Depending on the DC voltage			

Figura 4: datasheet inverter centralizzati SMA

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:

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

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:

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

dove:

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

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

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 W/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].

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli, ottenendo esito positivo.***

Applicando il criterio di dimensionamento esposto, si è riusciti ad installare **112.672** moduli fotovoltaici, per una potenza complessiva di impianto pari a **75.490,24 kWp**.

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 Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
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 5: 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):

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

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 (18,55 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

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

da cui:

$$I_Z \geq 1,25 I_{sc} = 23,2 \text{ A} \quad (1)$$

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 FG7 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° 15 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{12} I_{sc \text{ stringa}}$$

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:

$$I_B = (1,25 \times 18,55 \times 15) = 348 \text{ A}$$

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, conddivideranno 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.

		FG7R / FG7OR 0,6/1kV					CE 	
		FG7(O)R 0,6/1kV						
Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

Figura 6: 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

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati ***SMA SUNNY CENTRAL da 3.000 kVA*** a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ⁴⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputside disconnection point	DC load-break switch		
Outputside disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0 % to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m³/h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Efficiency measured with internal power supply

4) Self-consumption at rated operation

5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C

6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C

7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option “housekeeping” not combinable).

10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA.

11) Depending on the DC voltage

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C

- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).
- 10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA.
- 11) Depending on the DC voltage

Figura 7: datasheet inverter centralizzati SMA

Come deducibile dallo schema elettrico unifilare di impianto, è previsto l'utilizzo di n° 20 inverter da 3.000 kVA per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (60.000 kW), ciascuno dei quali verrà installato all'interno di un locale di conversione e trasformazione dedicato. Tuttavia, la scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

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 conversione e 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:

$$I_B \leq I_Z = I_{Z0} K_1 K_2$$

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_{Z0} 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 BT FG7OR ed applicando il criterio di dimensionamento sopra esposto si è giunti al seguente risultato:

$$S = 3 \times [6 \times (1 \times 400)] \text{ mm}^2$$

Quindi ciascuna fase sarà costituita da n° 6 cavi unipolari da 400 mm² in parallelo.

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

Figura 8: 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 un quadro elettrico di bassa tensione per ciascuno dei trasformatori di potenza previsti. Lo schema elettrico dei quadri, prevede l'utilizzo di un interruttore generale per il collegamento all'avvolgimento BT (Dispositivo di Generatore), dimensionato 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^2t è l'energia specifica passante dell'interruttore;
- K^2S^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.

$$\text{Condizione 1: } 2646 \text{ A} \leq I_n \leq 3246 \text{ A}$$

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, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso **20 sottocampi fotovoltaici**, per ciascuno dei quali è previsto l'utilizzo di un trasformatore di potenza, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso:

$$A_n \text{ trasformatore} \geq A_n \text{ inverter}$$

Per ciascun sottocampo si è scelto di utilizzare un trasformatore di potenza da 3.150 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Perdite Ao-Ak-Bk - Reg. UE548/2014										
CODICE	POTENZA	Po - Ao	Pcc -	Pcc -	Vcc%	Io	DIMENSIONI			PESO
	(KVA)	(W)	(W)	(W)	(%)	(%)	L	(mm) P	H	(Kg)
ECOTR0100Y4001	100	280	2050	Bk	6	1,8	1250	800	1200	980
ECOTR0160Y4001	160	400	2900	Bk	6	1,7	1400	800	1200	1100
ECOTR0200Y4001	200	460	3350	Bk	6	1,7	1400	800	1400	1150
ECOTR0250Y4001	250	520	3800	Bk	6	1,5	1400	800	1450	1250
ECOTR0315Y4001	315	635	4650	Bk	6	1,5	1400	800	1650	1350
ECOTR0400Y4001	400	750	5500	Bk	6	1,3	1500	800	1650	1500
ECOTR0500Y4001	500	925	6550	Bk	6	1,1	1600	800	1650	1650
ECOTR0630Y4001	630	1100	7600	Bk	6	1	1600	800	1750	1750
ECOTR0800Y4001	800	1300	8000	Ak	6	1	1600	1000	1850	2100
ECOTR1000Y4001	1000	1550	9000	Ak	6	0,9	1650	1000	1900	2600
ECOTR1250Y4001	1250	1800	11000	Ak	6	0,9	1750	1000	1900	2900
ECOTR1600Y4001	1600	2200	13000	Ak	6	0,7	1800	1300	2100	3600
ECOTR2000Y4001	2000	2600	16000	Ak	6	0,6	1950	1300	2150	4200
ECOTR2500Y4001	2500	3100	19000	Ak	6	0,5	2850	1300	2250	4800
ECOTR3150Y4001	3150	3800	22000	Ak	6	0,4	3150	1350	2450	5200

Figura 9: scheda tecnica trasformatori 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, costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

Comer riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, si prevede di utilizzare le seguenti celle di media tensione:

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

di cui vengono riportate, simbolicamente le immagini:

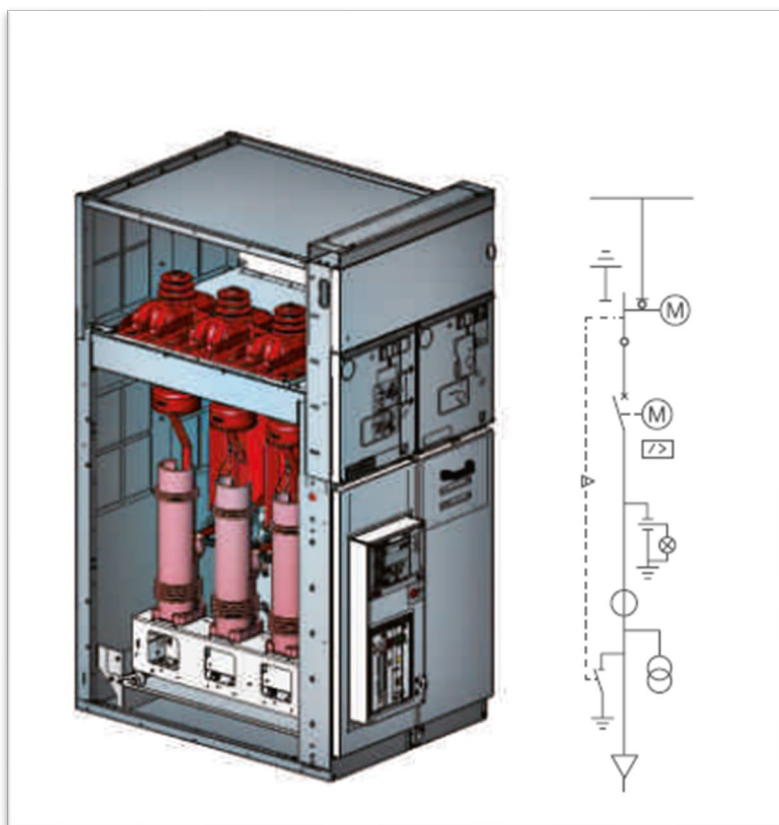


Figura 10: Scomparto arrivo linea/partenza linea

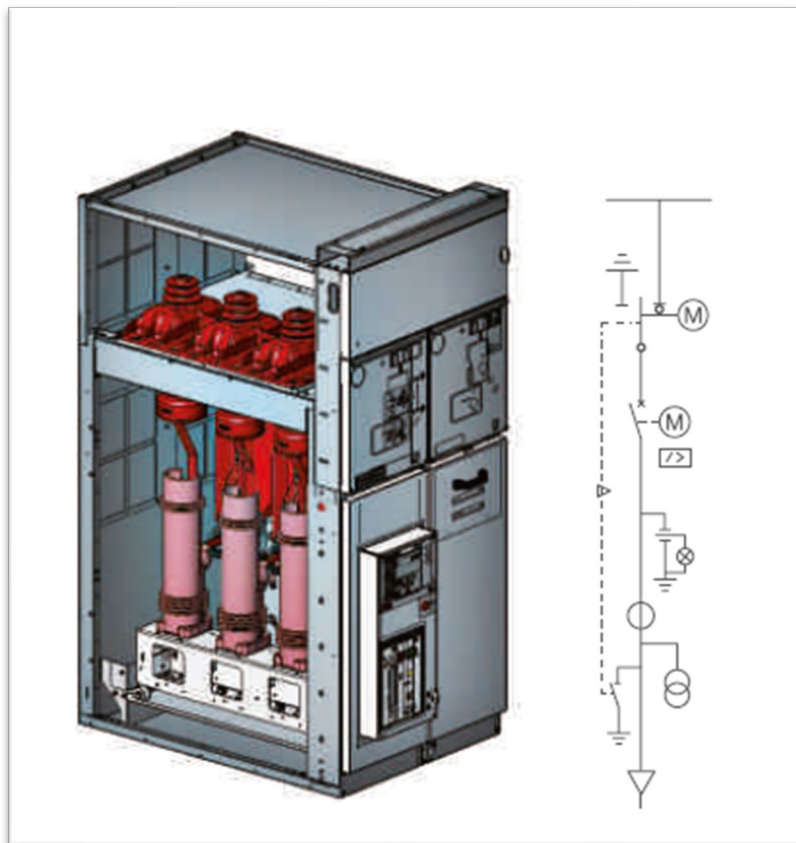


Figura 11: scomparto protezione trasformatore

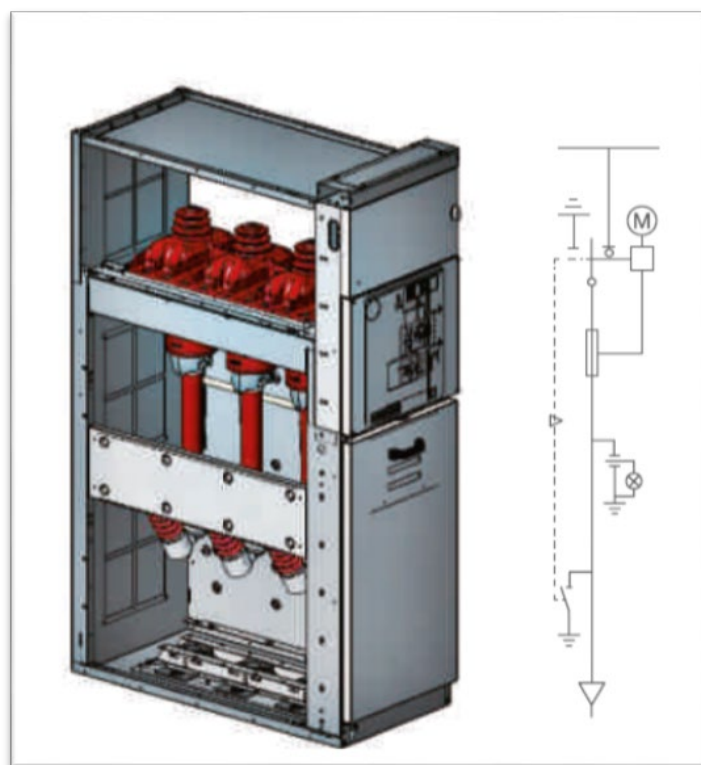


Figura 12: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Tutte gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito pari a 16 kA.

11 Cavi elettrici di media tensione

Ciascuna cabina elettrica di trasformazione, verrà collegata al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, attraverso una linea elettrica di media tensione in cavo interrato.

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).

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.

Ai fini del dimensionamento, sono state ipotizzate le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa pari a 1,2 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 3, dato che in parte, la trincea di scavo verrà condivisa (per maggiori dettagli si rimanda alle tavole di progetto allegate);
- Cavi disposti a trifoglio.

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare cavi ad elica visibile 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)				
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 cordati ad elica visibile

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_{z0} 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 1,2m;
- 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 valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI-UNEL 35026.

Tabella F2.14 Fattore di correzione K_1 per temperature del terreno diverse da 20 °C (da norma CEI-UNEL 35026)

Temperatura del terreno (°C)	Tipo di isolante	
	PVC	EPR-XLPE
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Tabella F2.16 Fattore di correzione K_3 per differenti valori della profondità di posa (da norma CEI-UNEL 35026)

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tabella F2.17 Fattore di correzione K_4 per differenti valori della resistività termica del terreno (da norma CEI-UNEL 35026)

Resistività del terreno (K m/W)	Fattore di correzione	
	Cavi unipolari	Cavi multipolari
1,0	1,08	1,06
1,2	1,05	1,04
1,5	1,00	1,00
2,0	0,90	0,91
2,5	0,82	0,84

Tabella F2.15 Fattore di correzione K_2 per gruppi di circuiti (cavi unipolari) o di più cavi multipolari installati sullo stesso piano (da norma CEI-UNEL 35026)

CAVI MULTIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

CAVI UNIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Figura 14: fattori correttivi della portata

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;

Tenendo conto del fatto che il layout di impianto prevede la realizzazione di n° 3 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato

- Linea n° 1: interconnette le cabine 1, 2, 3 e 4;
- Linea n° 2: interconnette le cabine 5, 6 e 7;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 8, 9 e 10.

Le linee, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, presentano le caratteristiche di seguito indicate:

Linea 30 kV n° 1

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 kV***;
- Formazione: 3x(1x500) mm²;
- **Lunghezza: circa 1.370 m;**

Linea 30 kV n° 2

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 kV***;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- **Lunghezza: circa 1.530 m.**

Linea 30 kV n° 3

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 kV***;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- **Lunghezza: circa 1.555 m.**

12 Quadro elettrico generale di media tensione

Il quadro elettrico generale di media tensione verrà installato all'interno della Cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito. Esso sarà costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura, dimensionati per reti con correnti di corto circuito pari a 16 kA.

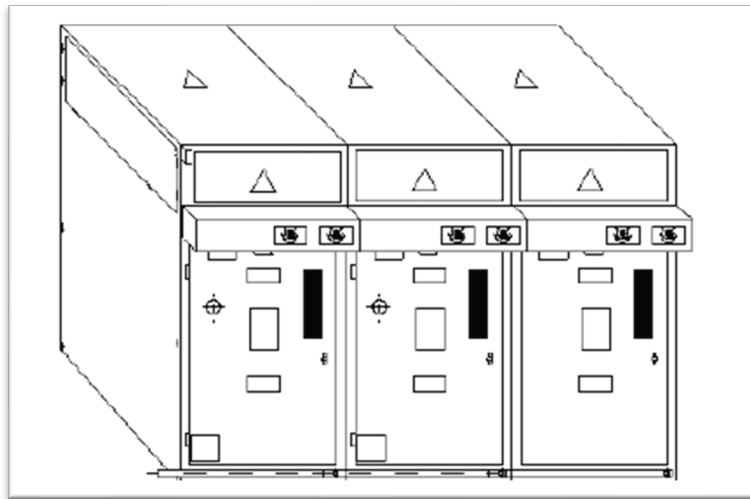


Figura 15: immagine indicativa di scomparti a 30 kV isolati in aria

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

- N° 1 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, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- N° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e protezione direzionale di terra;
- N° 1 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.

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:

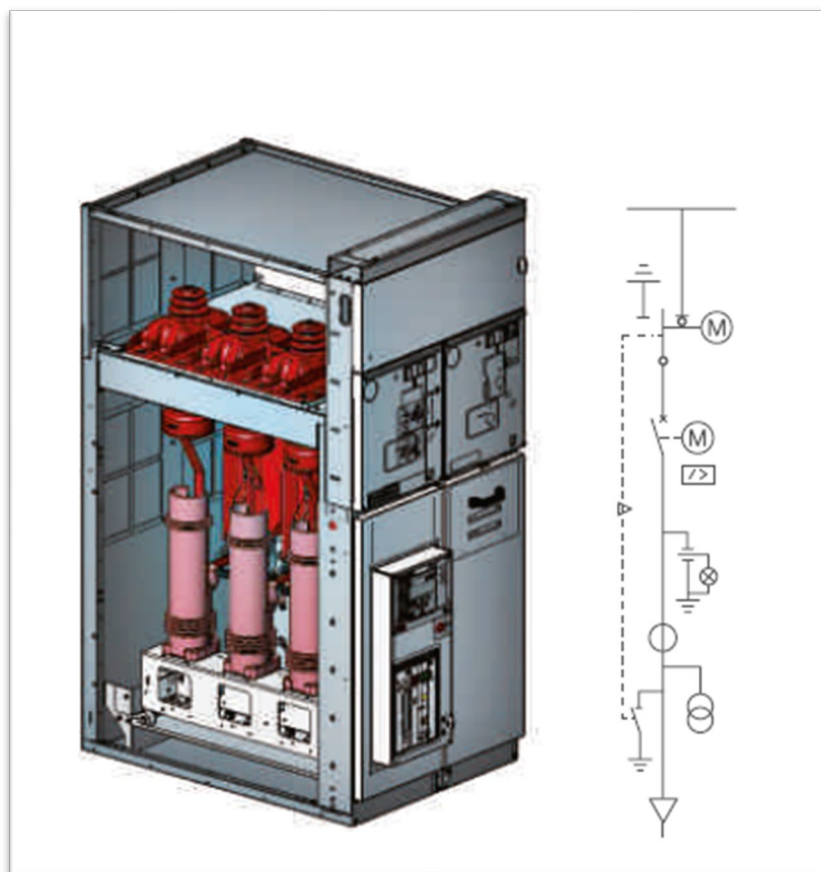


Figura 16: scomparto arrivo/partenza linea

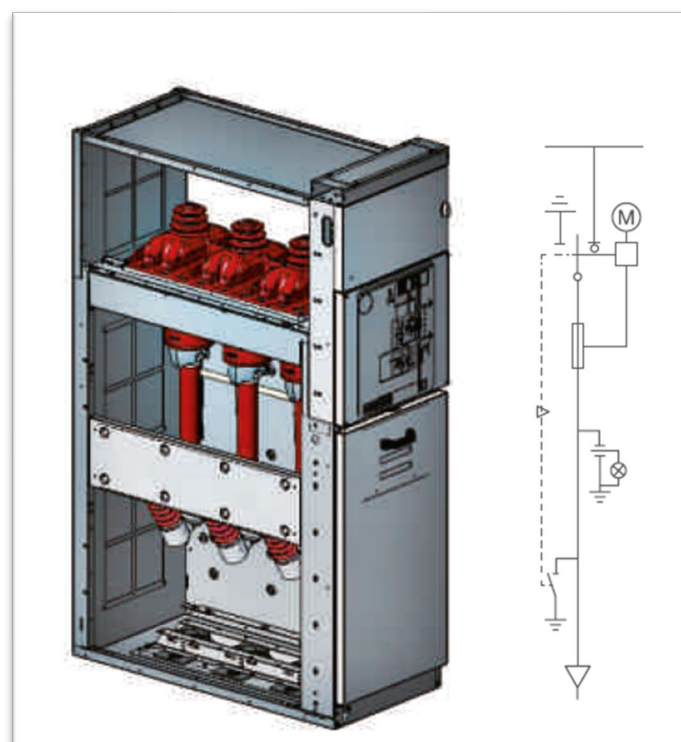


Figura 17: scomparto protezione servizi ausiliari

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 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:



Figura 18: trasformatori servizi ausiliari isolati in resina

Essi, dimensionati in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc) hanno una potenza nominale di 100 kVA e le loro caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

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 19: 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 - Generalità

Si prevede di realizzare le seguenti tipologie di impianti ausiliari:

- Impianto di illuminazione;
- Impianto di videosorveglianza.

le cui caratteristiche vengono descritte nei successivi paragrafi.

15.1 Impianto di illuminazione

Lungo il perimetro dell'impianto, verrà realizzato un impianto di illuminazione costituito da proiettori a LED montati su pali in acciaio a tronco conico di altezza totale fuori terra pari a 4 m:

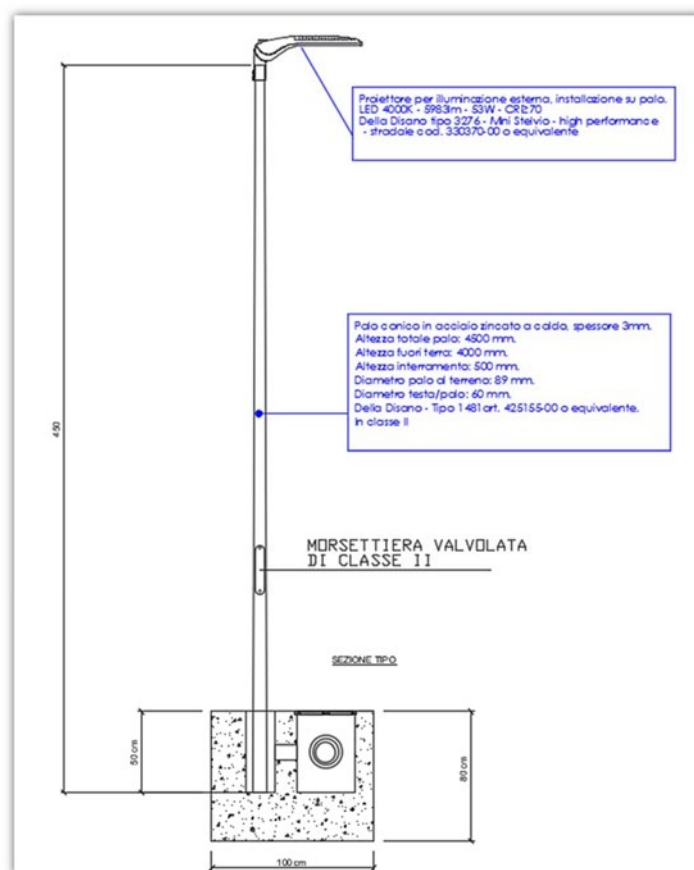


Figura 20: apparecchio illuminante scelto in fase di progettazione definitiva per realizzare l'impianto di illuminazione perimetrale

I pali saranno ancorati al terreno mediante blocchi di fondazione in cls di dimensioni massime pari a 1m x 0,8m x 0,7 m. All'interno del blocco di fondazione verrà posato in opera un pozzetto di ispezione di dimensioni 40 cm x 40 cm x 50 cm, dove verranno realizzati i cablaggi elettrici tra le linee dorsali dell'impianto di illuminazione e le singole derivazioni che fanno capo agli apparecchi illuminanti. All'interno dei pozzetti verranno altresì installate le valvole a fusibile per la protezione delle singole derivazioni dai cortocircuiti, mentre la protezione delle dorsali è demandata agli interruttori automatici installati nel quadro elettrico generale di bassa tensione.

15.2 Impianto di video-sorveglianza

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi.

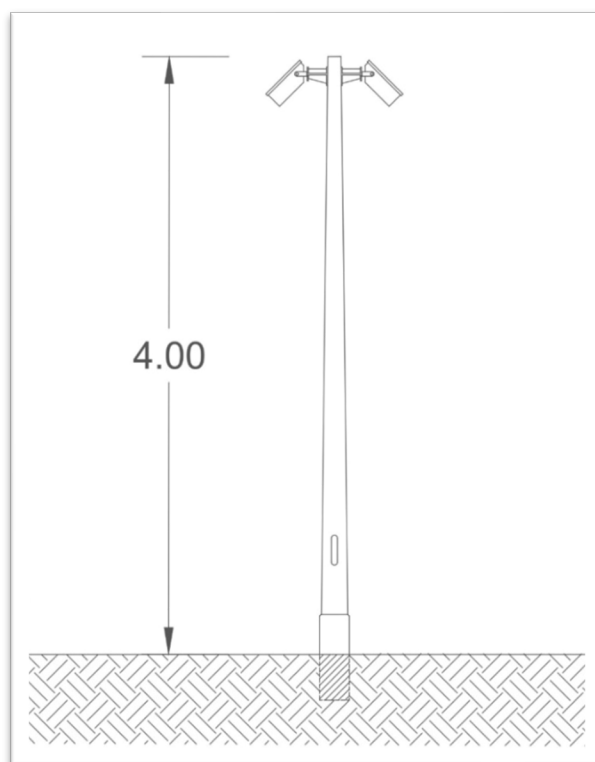


Figura 21: sostegno per impianto di videosorveglianza

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.