



REGIONE PUGLIA  
 PROVINCIA DI FOGGIA  
 COMUNI DI FOGGIA E MANFREDONIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRI-VOLTAICO DA  
 REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) C.DA TITOLO, E  
 RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI  
 MANFREDONIA, DI POTENZA PARI A **62.452,04 kWp**,  
 DENOMINATO "**FOGGIA - MANFREDONIA**"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica calcoli preliminari impianto



livello prog.	Codice Pratica STMG	N. ELABORATO	DATA	SCALA
PD	201901116	VF6FYQ3_A21	15.09.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF Solar 3 S.r.l.



ENTE

PROGETTAZIONE



Arch. A. Calandrino  
 Arch. M. Gullo  
 Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. G. Vella  
 Arch. Y. Kokalah

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



Il Progettista

Il Progettista

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte**

**solare fotovoltaica denominato**

**“Foggia-Manfredonia”**

**“Codice Rintracciabilità *Terna 201901116*”**

**Calcoli preliminari degli impianti elettrici**

**Relazione tecnica**

## Sommario

<b>Premessa</b> .....	3
<b>1. Generatore fotovoltaico</b> .....	11
<b>2. Strutture di supporto</b> .....	17
<b>3. Cavi di stringa</b> .....	19
<b>4. Gruppi di conversione e trasformazione</b> .....	21
<b>5. Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione</b> .....	26
<b>6. Trasformatori BT/MT di campo</b> .....	27
<b>7. Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione</b> .....	27
<b>8. Cavi elettrici di media tensione</b> .....	28
<b>8.1 Criterio di verifica</b> .....	31
<b>8.2 Dimensionamento e verifica delle linee elettriche MT di campo (linee di derivazione)</b> .....	32
<b>9. Quadro elettrico generale di media tensione di media tensione</b> .....	34
<b>9.1 Cabina di Raccolta</b> .....	34
<b>9.1.1 Quadro elettrico generale di media tensione</b> .....	34
<b>9.1.2 Quadri servizi ausiliari di campo</b> .....	35
<b>10. Trasformatore Servizi Ausiliari</b> .....	35
<b>11. Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari</b> .....	36
<b>12. Impianti Ausiliari di Campo - Generalità</b> .....	37
<b>12.1 Impianto di illuminazione:</b> .....	37
<b>12.2 L'impianto di video-sorveglianza</b> .....	41

## **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 3** intende realizzare nel territorio comunale di Foggia, ed ha per oggetto il dimensionamento preliminare di tutte le apparecchiature costituenti l'impianto di Utenza.

L'impianto, denominato "**Foggia - Manfredonia**", ha una potenza di picco di **62.452,04 kWp** e verrà realizzato nel territorio comunale di Foggia (FG), in contrada Titolo, su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 163, p.lle 38, 43, 62, 75, 131, 215 – 25, 105, 210, 219, 214, 208, 207, 206, 222, 218, 277, 229, 209, 39, 44, 28, 211 – 32, 226, 228, 212, 90, 61, 93 – 24, 34, 72, 74, 89, 205, 227 – 4, 81, 82, 92, 176 - 31 e annesse opere di connessione nel territorio comunale di Manfredonia. su lotti di terreno distinti al N.C.T. Foglio 129 p.la 486.



*Figura 1: Inquadramento territoriale su Ortofoto*

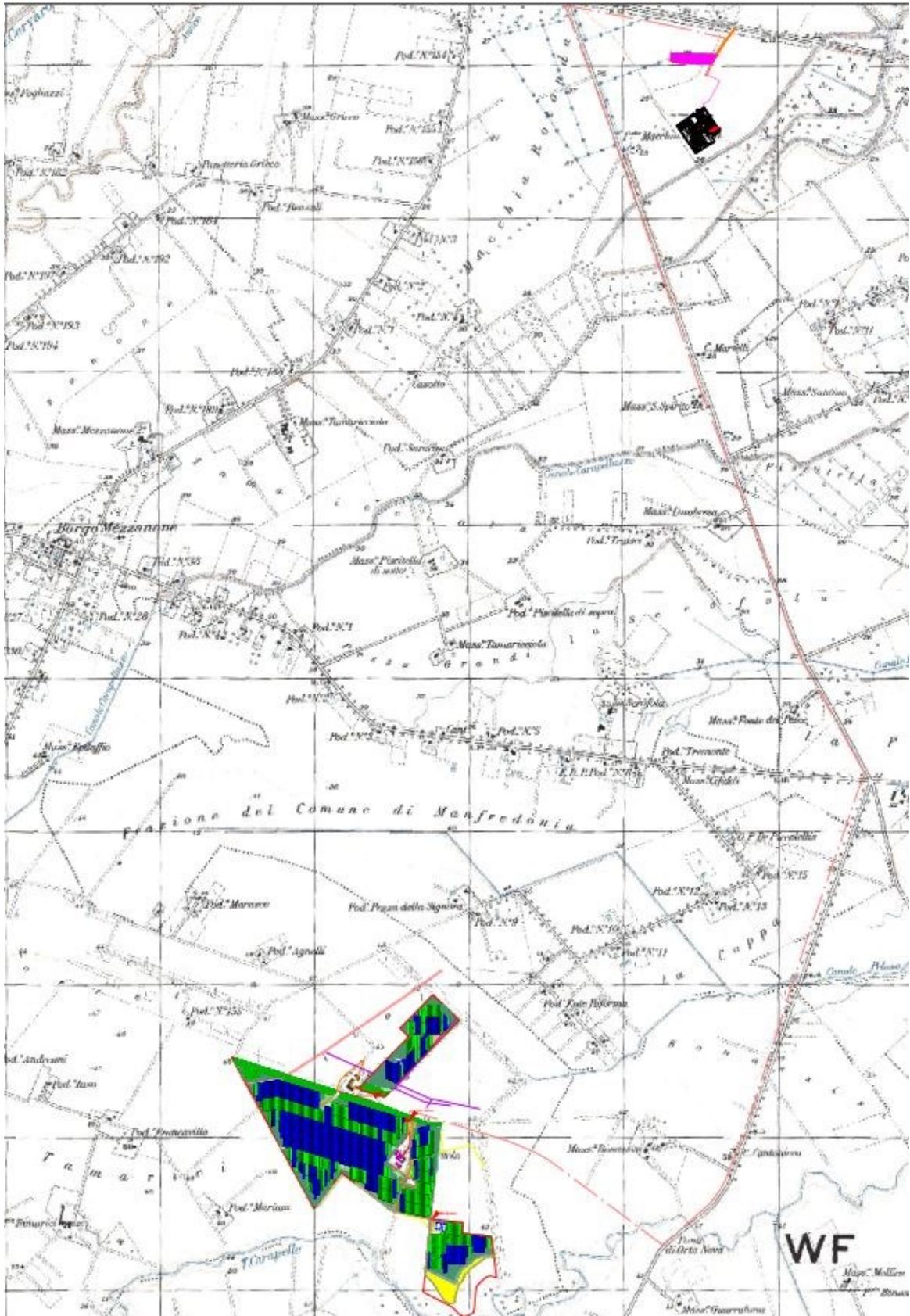
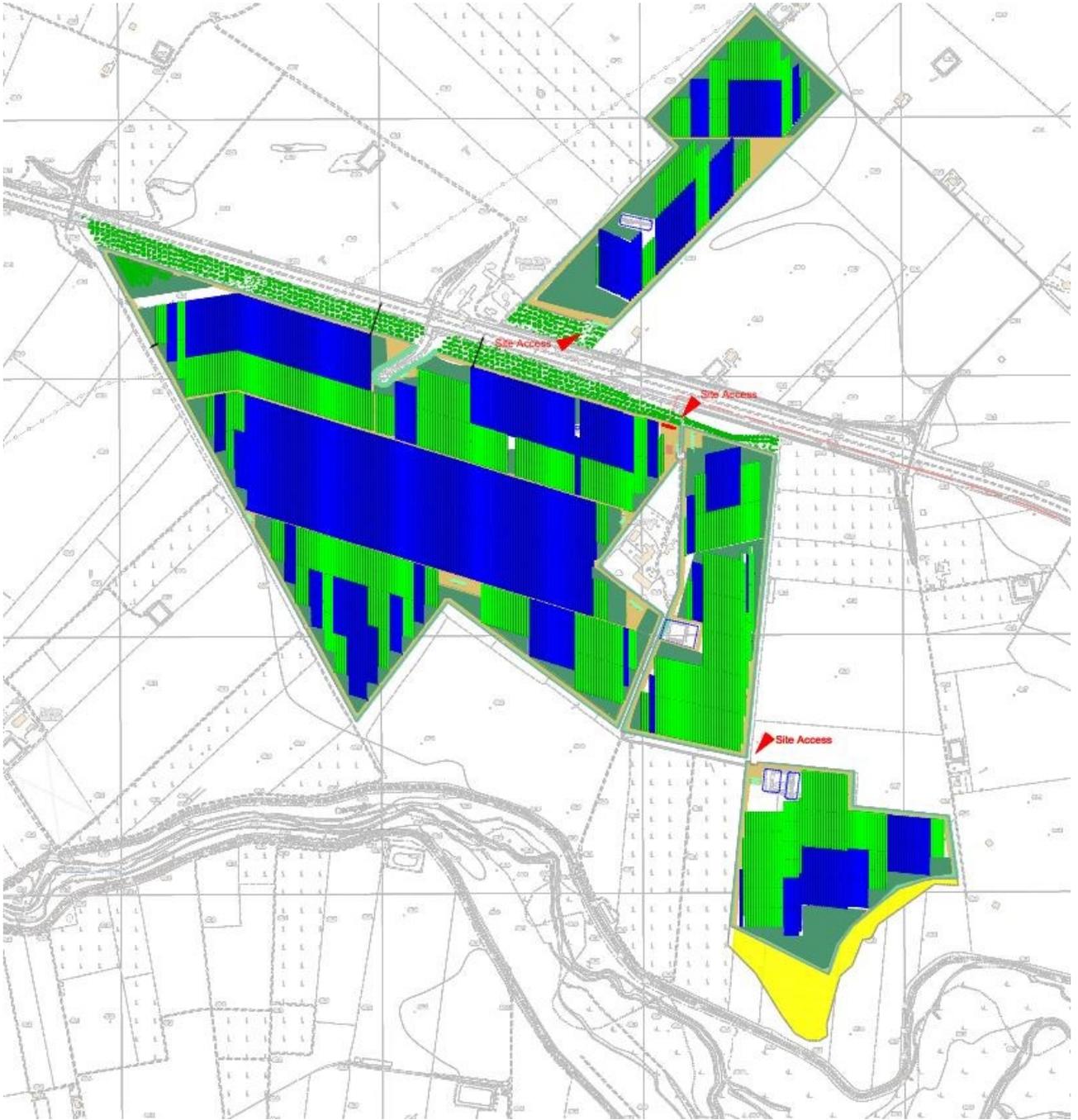


Figura 2: Inquadramento territoriale su IGM



*Figura 2: Inquadramento impianto su CTR*

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, il campo di generazione è stato suddiviso in **14 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze sono quelle di seguito indicate nel capitolo di riferimento.

- Sottocampo 1, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 2, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 3, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 4, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 5, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 6, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 7, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 8, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 9, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 10, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 11, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 12, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 13, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 14, da 4.408,6 da kWp;

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'Impianto di Utente:

- 93212 moduli fotovoltaici da 670Wp;
- 3329 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli da 670Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N°14 Power Station da 5000 kVA, costituita da:
  - N°2 Inverter Sunny Central 2500-EV;
  - N°1 Trasformatore BT/MT 0,55/30 kV da 5000 kVA;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- N° 28 interruttori automatici di bassa tensione, installati sul montante BT di collegamento tra i trasformatori e gli inverter (dispositivi di generatore);

- N°28 gruppi di misura dell'energia elettrica prodotta;
- N° 14 trasformatori MT/BT da 160 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari delle cabine di campo;
- N° 1 trasformatore MT/BT da 50 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina di raccolta;
- N° 29 quadri elettrici di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina;
- Riepilogo Linee elettriche di media tensione d'utenza:

Denominazione linea	Lunghezza [m]	N° di PS alimentate	I <sub>B</sub> [A]	Numero di circuiti presenti nella stessa trincea di scavo <sup>1</sup>	Fattore correttivo K <sub>1</sub>	Fattore correttivo K <sub>4</sub>	Formazione	I <sub>Z</sub> [A]	ΔV%
Linea MT n° 1	1.362	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 2	468	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 3	1.500	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 4	130	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 5	1.070	2	193	5	0,96	0,8	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	370	< 2%

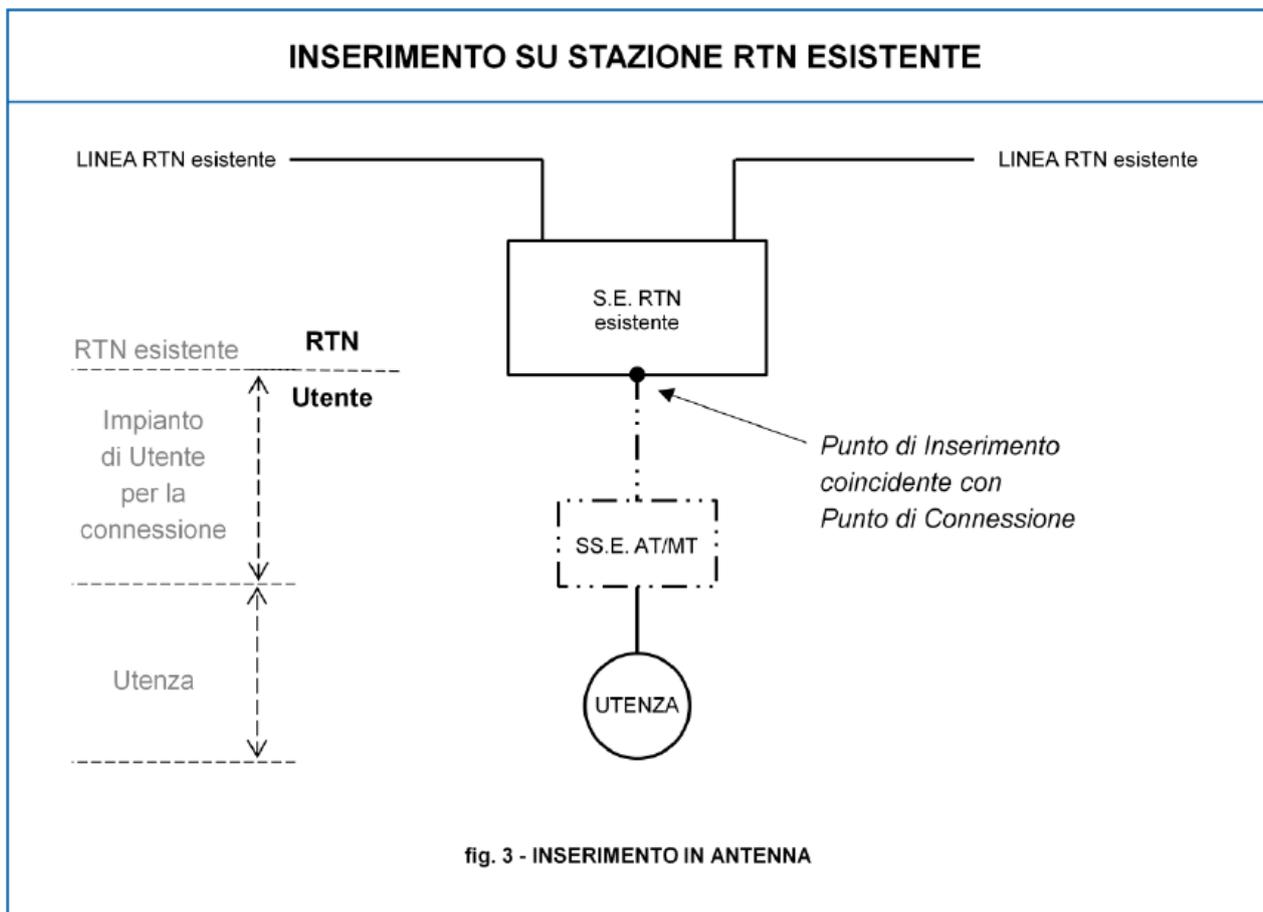
- N. 1 cabine di raccolta del tipo container, di dimensioni 12x2,5x3 m (L x l x h) nelle quali saranno collocate i quadri MT;

Come specificato nella soluzione tecnica minima generale STMG, lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV della RTN di Manfredonia:

Ai sensi 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 della centrale 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**.

<sup>1</sup> Ai fini del dimensionamento elettrico si è fatto riferimento al primo tratto di trincea di scavo, in prossimità della cabina di raccolta, dove è prevista la posa delle 5 linee elettriche di media tensione oggetto di dimensionamento.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna riportato nel Codice di Rete Terna:

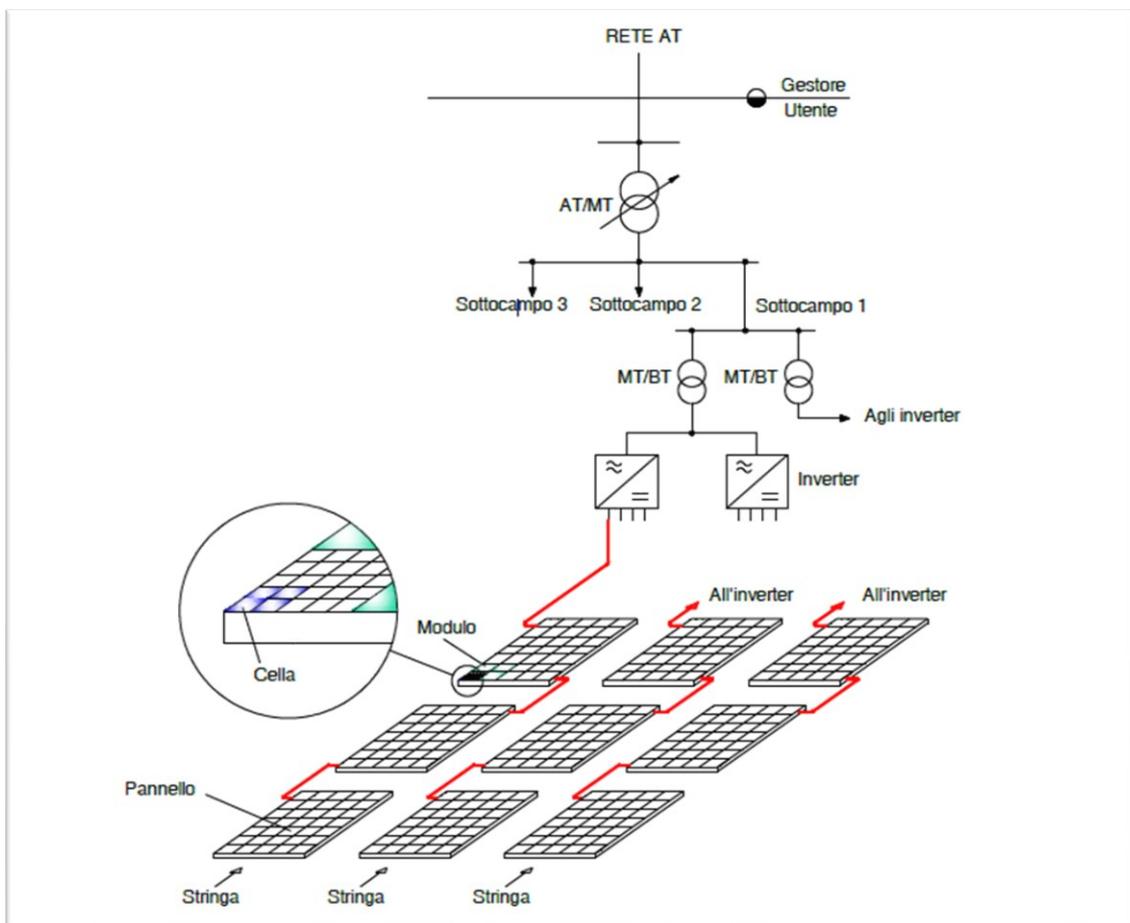


**Figura 3: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Stazione Elettrica RTN esistente**

Dall'analisi della figura è possibile individuare l'insieme delle infrastrutture elettriche di Utente che consentono di collegare il parco di generazione alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN:

- dorsali MT a 30 kV, di collegamento con la sezione MT della Sottostazione Elettrica di Utente 30/150 kV;
- sottostazione elettrica di utenza 30/150 kV, con esecuzione in aria e costituita da un singolo stallo di trasformazione da 70 MVA;
- sottostazione elettrica condivisa, consistente in un sistema di sbarre AT predisposto per la connessione degli stalli di trasformazione degli altri Produttori con cui la Società Proponente dovrà condividere lo Stallo Arrivo Produttore a 150 kV da realizzare presso la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN di Manfredonia, e da uno stallo partenza linea anch'esso da condividere;
- nuovo elettrodotto in cavo interrato a 150 kV di collegamento tra lo stallo partenza linea della Sottostazione Elettrica condivisa e lo Stallo Arrivo Produttore in SE Terna.

L'insieme delle infrastrutture sopra elencate viene simbolicamente rappresentato nella figura sotto riportata:



*Figura 4: composizione tipica di una centrale fotovoltaica*

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter Autorizzativo Unico***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003, la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza, anche per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "*Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione*" STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la Connessione, è stato elaborato in piena osservanza della STMG e sottoposto preliminarmente al Gestore, prima della presentazione alle Amministrazioni, ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete.

Nella presente relazione, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del dimensionamento di tutte le apparecchiature facenti parte dell'impianto di Utenza (cavi elettrici, quadri elettrici, trasformatori, ecc) fermo restando che i risultati riportati andranno verificati in sede di "*progettazione esecutiva*".

Per le caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, si rimanda ad apposita relazione tecnica specialistica.

## 1. Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è quella parte di impianto che converte l'energia solare direttamente in energia elettrica, sfruttando l'effetto fotovoltaico, senza l'utilizzo di combustibili fossili.

In fase di progettazione definitiva, ai fini del dimensionamento è stato applicato il criterio della superficie disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento che possono inficiare sulla producibilità dell'impianto e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

Considerando che si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **670 Wp** e che il generatore avrà una potenza di picco pari a **62.452,04 kWp**, il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 5152, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N^{\circ} \text{ MODULI} = \frac{P_n \text{ generatore [Wp]}}{P_n \text{ modulo [Wp]}} = \frac{62452040}{670} = 93212$$

Definito il layout di impianto, 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.

Tenendo conto del fatto che gli inverter scelti in fase di progettazione definitiva, sono di tipo Centralizzato SMA Sunny Central da 2500kVA, 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

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

Deve risultare pertanto:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove  $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$  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  $\theta_{\text{max}}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo  $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$  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];
- $I_{\text{sc}}$  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 di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m<sup>2</sup>.

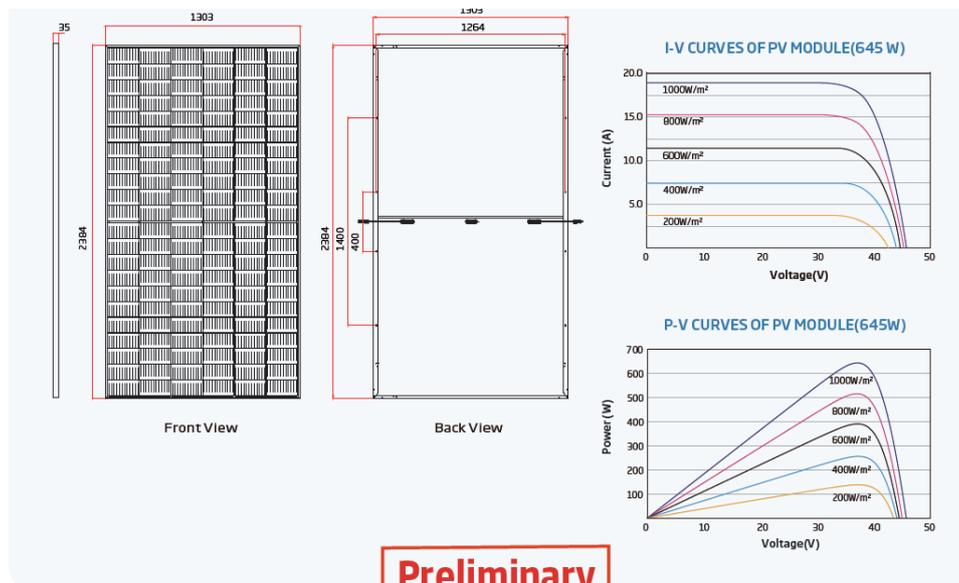
Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando i valori delle grandezze nominali dei moduli e degli inverter scelti, deducibili dai datasheet di seguito riportati, per il rispetto delle precedenti condizioni di verifica è necessario realizzare *stringhe elettriche da 28 moduli in serie*.



**Preliminary**

ELECTRICAL DATA (STC)								MECHANICAL DATA					
Peak Power Watts-P <sub>max</sub> (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670	Solar Cells	Monocrystalline			
Power Tolerance-P <sub>max</sub> (W)								0 ~ +5	No. of cells	132 cells			
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	36.8	37.0	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2	Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)			
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	17.26	17.30	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55	Weight	33.9 kg (74.7 lb)			
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	44.7	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, Air Coated Heat Strengthened Glass			
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	18.30	18.34	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62	Encapsulant material	EVA			
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6	Backsheet	White			
<small>STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±2%.</small>													
ELECTRICAL DATA (NOCT)								TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS			
Maximum Power-P <sub>max</sub> (Wp)	481	485	488	492	496	500	504	508	NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40 ~ +85°C	
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	34.3	34.6	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6	Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)	
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	13.97	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26	Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.25%/°C	Max Series Fuse Rating	30A	
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	42.1	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0.04%/°C	PACKAGING CONFIGURATION		
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	14.75	14.78	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01	WARRANTY		Modules per box:	31 pieces	
<small>NOCT: Irradiance at 600W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.</small>										12 year Product Workmanship Warranty		Modules per 40' container:	558 pieces
										25 year Power Warranty			
										2% first year degradation			
										0.55% Annual Power Attenuation			
										<small>(Please refer to product warranty for details)</small>			

Tabella 1: datasheet moduli fotovoltaici

Technical Data	MV Power Station 5000	MV Power Station 5500	MV Power Station 6000
<b>Input (DC)</b>			
Available inverters	2 x SC 2500-EV or 2 x SCS 2500-EV	2 x SC 2750-EV or 2 x SCS 2750-EV	2 x SC 3000-EV or 2 x SCS 3000-EV
Max. input voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current	2 x 3200 A	2 x 3200 A	2 x 3200 A
Number of DC inputs	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)		
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>			
Standard power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ [at -25°C to 35°C / at 40°C / at 45°C] <sup>1)</sup>	5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Optional power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ [at -25°C to 35°C / at 50°C / at 55°C] <sup>1)</sup>	5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11y11 / YNd11d11	● / o	● / o	● / o
Transformer cooling methods ONAF <sup>2)</sup> / KNAF <sup>2)</sup>	● / o	● / o	● / o
Max. output current at 33 kV	88 A	97 A	105 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	3.1 kW / 4.0 kW	3.1 kW / 4.0 kW	3.2 kW / 4.5 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	37.5 kW / 37.5 kW	40.0 kW / 40.0 kW	45.5 kW / 45.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	< 3%	< 3%
Reactive power feed-in	o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
<b>Inverter efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>3)</sup>	98.6%	98.7%	98.8%
European efficiency <sup>3)</sup>	98.3%	98.6%	98.6%
CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.0%	98.5%	98.5%
<b>Protective devices</b>			
Input-side disconnection point	DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I
Galvanic isolation	●	●	●
Internal arc classification medium-voltage control room [according to IEC 62271-202]	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s
<b>General Data</b>			
Dimensions of the 40-foot High Cube ISO container [W / H / D] <sup>5)</sup>	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
Weight	< 26 t	< 26 t	< 26 t
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>	< 740 W	< 740 W	< 740 W
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP65		
Environment: standard / chemically active / dusty	● / o / o	● / o / o	● / o / o
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 [4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4]	● / o / o	● / o / o	● / o / o
Maximum permissible value for relative humidity	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000	● / o / o / - (earlier temperature-dependent de-rating)		
Fresh air consumption of inverter and transformer	20000 m <sup>3</sup> /h	20000 m <sup>3</sup> /h	20000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>			
DC terminal	Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug
AC connection	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / o	● / o	● / o
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / o	● / o	● / o
Communication package	o	o	o
Station enclosure color	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
Transformer for external loads: without / 30 kVA / 40 kVA / 50 kVA / 60 kVA	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Medium-voltage switchgear: without / 2 feeders / 3 feeders	● / o / o	● / o / o	● / o / o
1 or 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / o / o / o	● / o / o / o	● / o / o / o / o
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Oil containment: without / with [integrated]	● / o	● / o	● / o
Industry standards [for other standards see the inverter datasheet]	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC certificate, EN 50588-1		
● Standard features   o Optional features   - Not available			
Type designation	MVP5-5000-20	MVP5-5500-20	MVP5-6000-20

**Tabella 2: datasheet inverter**

## 2. Strutture di supporto

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST). Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,0 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 3 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

Si tratta di una struttura metallica costituita essenzialmente da:

- Il corpo di sostegno disponibile come sostegno singolo o articolato a seconda del numero di moduli da applicare. La leggerezza dell'alluminio e la robustezza dell'acciaio raggiungono un'ottima combinazione e attraverso il profilo monoblocco vengono evitate ulteriori giunzioni suscettibili alla corrosione e alla maggiore applicazione;
- Le traverse sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio. Le traverse sono fissate al sostegno con particolari morsetti. Le traverse sono dotate del pregiato Klick-System;
- Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno disponibile in più lunghezze standard. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici. Rispetto ai profili laminati il risparmio di materiale è del 50%.

Sinteticamente i vantaggi della struttura utilizzata si possono così riassumere:

- Logistica
  - Alto grado di prefabbricazione;
  - Montaggio facile e veloce;
  - Componenti del sistema perfettamente integrati.
- Materiali
  - Materiale interamente metallico (alluminio/inox) con notevole aspettativa di durata;
  - Materiali altamente riciclabili;
  - Aspetto leggero dovuto alla forma dei profili ottimizzata.

- Costruzione
  - Facilità di installazione di moduli laminati o con cornice;
  - Possibilità di regolazione per terreni accidentati;
  - Facile e vantaggiosa integrazione con un sistema parafulmine.
- Calcoli statici
  - Forza di impatto del vento calcolata sulla base delle più recenti e aggiornate conoscenze scientifiche e di innovazione tecnologiche;
  - Traverse rapportate alle forze di carico;
  - Ottimizzazione di collegamento fra i vari elementi.

Per l'elaborato specifico in cui sono riportate piante, prospetti e particolari della struttura si rimanda all'elaborato **Particolari tracker monoassiali.**



*Figura 5: Particolare costruttivo tracker*



*Figura 6: immagine indicativa dei tracker scelti*

### 3. Cavi di stringa

Per il cablaggio delle stringhe fotovoltaiche, è previsto l'utilizzo di cavi solari H1Z2Z2-K adatti per posa in aria.

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 ( $I_B$ ):

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 \quad (1)$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impegno del circuito, pari alla corrente di stringa;
- $I_z$  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.

Assumendo condizioni di posa standard, considerando una corrente di impiego pari alla corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico (18,62 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 H1Z2Z2-K**, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm<sup>2</sup>. 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 mm<sup>2</sup>, previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

Basse Tension Bassa Tensione		<b>H1Z2Z2-K</b>					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	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti
n° x mm <sup>2</sup>	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

Tabella 3: datasheet cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei quadri di parallelo stringhe agli inverter, si potranno utilizzare cavi solari o in alternativa cavi ordinari di bassa tensione, la cui sezione minima, calcolata in funzione della potenza sottesa al singolo quadro di parallelo, è quella da 70 mm<sup>2</sup>.

unipolari												
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 <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	Ω/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

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

**Tabella 4: scheda tecnica cavi ordinari di bassa tensione FG7R**

## 4. Gruppi di conversione e trasformazione

È previsto l'utilizzo di stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, denominate Power Station, della potenza nominale di 5000kVA.

Ognuna delle Power Station scelte, risulterà equipaggiata con n° 2 gruppi di conversione centralizzati DC/AC da 2500 kVA (in base alla taglia della Power station utilizzata), ed un trasformatore BT/MT da taglia di 5000 kVA dotato di n° 2 avvolgimenti elettrici di bassa tensione indipendenti.

In fase progettuale ci si è avvalsi della MV POWER STATION di SMA:

MV POWER STATION 5500



*Figura 8: Cabina tipo SMA*

## Avente le seguenti caratteristiche:

Technical Data	MV Power Station 5000	MV Power Station 5500	MV Power Station 6000
<b>Input (DC)</b>			
Available inverters	2 x SC 2500-EV or 2 x SC5 2500-EV	2 x SC 2750-EV or 2 x SC5 2750-EV	2 x SC 3000-EV or 2 x SC5 3000-EV
Max. input voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current	2 x 3200 A	2 x 3200 A	2 x 3200 A
Number of DC inputs	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)		
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>			
Standard power at 1000 m and cos φ = 1 (at -25°C to 35°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>	5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Optional power at 1000 m and cos φ = 1 (at -25°C to 35°C / at 50°C / at 55°C) <sup>1)</sup>	5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11y11 / YNd11d11	● / o	● / o	● / o
Transformer cooling methods ONAF <sup>2)</sup> / KNAF <sup>2)</sup>	● / o	● / o	● / o
Max. output current at 33 kV	88 A	97 A	105 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	3.1 kW / 4.0 kW	3.1 kW / 4.0 kW	3.2 kW / 4.5 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	37.5 kW / 37.5 kW	40.0 kW / 40.0 kW	45.5 kW / 45.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	< 3%	< 3%
Reactive power feed-in	o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
<b>Inverter efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>3)</sup>	98.6%	98.7%	98.8%
European efficiency <sup>3)</sup>	98.3%	98.6%	98.6%
CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.0%	98.5%	98.5%
<b>Protective devices</b>			
Input-side disconnection point	DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I
Galvanic isolation	●	●	●
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s
<b>General Data</b>			
Dimensions of the 40-foot High Cube ISO container (W / H / D) <sup>5)</sup>	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
Weight	< 26 t	< 26 t	< 26 t
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>	< 740 W	< 740 W	< 740 W
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP65		
Environment: standard / chemically active / dusty	● / o / o	● / o / o	● / o / o
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / o / o	● / o / o	● / o / o
Maximum permissible value for relative humidity	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000	● / o / o / - (earlier temperature-dependent de-rating)		
Fresh air consumption of inverter and transformer	20000 m <sup>3</sup> /h	20000 m <sup>3</sup> /h	20000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>			
DC terminal	Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug
AC connection	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / o	● / o	● / o
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / o	● / o	● / o
Communication package	o	o	o
Station enclosure color	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
Transformer for external loads: without / 30 kVA / 40 kVA / 50 kVA / 60 kVA	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Medium-voltage switchgear: without / 2 feeders / 3 feeders	● / o / o	● / o / o	● / o / o
1 or 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / o / o	● / o / o	● / o / o
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Oil containment: without / with (integrated)	● / o	● / o	● / o
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC certificate, EN 50588-1		
● Standard features   o Optional features   - Not available			
Type designation	MVPS-5000-20	MVPS-5500-20	MVPS-6000-20

Equipaggiate con inverter SUNNY CENTRAL:



*Figura 9: inverter Sunny Central*

## Con datasheet:

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
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 <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
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 $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	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 <sup>1) 8)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>9)</sup>
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>11)</sup>		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side 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	
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F		
Noise emission <sup>7)</sup>	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 <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
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	7) Sound pressure level at a distance of 10 m		
2) Efficiency measured without internal power supply	8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.		
3) Efficiency measured with internal power supply	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).		
4) Self-consumption at rated operation	10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA		
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C	11) Depending on the DC voltage		
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35 °C			

Saranno presenti, nell'impianto d'utenza, 14 Power Station costituite da:

- 28 inverter
- 14 Trasformatori

Con la seguente suddivisione nei rispettivi sottocampi:

- N°14 Power Station da 5000 kVA, costituita da:
  - N°2 Inverter Sunny Central 2500-EV;
  - N°1 Trasformatore bt/MT 0,55/30 kV da 5000 kVA;

## **5. Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione**

All'interno di ciascuna delle cabine di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione il cui schema prevede l'utilizzo di un interruttore generale per il collegamento all'avvolgimento BT del trasformatore e interruttori automatici attraverso cui è possibile proteggere sezionare le linee di collegamento con gli inverter (dispositivi di generatori).

Il loro dimensionamento è stato condotto applicato dal costruttore in base alla taglia della Power Station scelta secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8, in base alla quale, per coordinare le caratteristiche dell'interruttore con quelle del cavo da proteggere, è necessario rispettare le due seguenti condizioni:

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

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.

Tuttavia 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.

## **6. Trasformatori BT/MT di campo**

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione sarà presente un trasformatore di tensione necessario per elevare la tensione a 30 kV; il trasformatore sarà integrato all'interno della Power Station.

I trasformatori saranno adatti per l'installazione in impianti fotovoltaici e con potenza nominale di 5000 kVA.

I trasformatori dovranno essere progettati e dimensionati per tener in considerazione la presenza di armoniche di corrente prodotte dai convertitori. I trasformatori saranno del tipo con raffreddamento ad aria naturale, per installazione interna, e saranno dotati di un sistema di ventilazione forzata per migliorare la dissipazione del calore.

Per i dati tecnici dei trasformatori MT/BT identificati in progetto si rimanda al datasheet delle Power station nel capitolo dedicato alle stazioni di conversione e trasformazione in relazione all'inverter con cui verrà accoppiato per cui nel medesimo capitolo vengono specificate le caratteristiche, precisando che in fase realizzativa potranno adottarsi taglie differenti pur mantenendo le stesse caratteristiche principali.

## **7. Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione**

All'interno di ciascuna Power Station, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di media tensione già predisposto dal produttore e regolarmente certificato.

## 8. Cavi elettrici di media tensione

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno delle cabine di raccolta per mezzo di cinque linee elettriche di media tensione in cavo interrato.

Ai fini del dimensionamento dei cavi è stato applicato 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.

Considerando che le linee di campo si svilupperanno all'interno di un sito nella disponibilità del Produttore intercluso alla libera circolazione mentre gli elettrodotti di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza si svilupperanno prevalentemente su strada pubblica, ai fini del dimensionamento delle due tipologie di cavi sono state assunte condizioni di posa differenti, come di seguito indicato:

### **Linee MT di campo**

- Profondità di posa pari a 1,20 m;
- Resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- Temperatura di posa pari a 20 ° C;
- Cavi disposti a trifoglio;
- Cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta) senza protezione meccanica supplementare;
- Numero massimo di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo<sup>2</sup> pari a 5.

### **Linee MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza**

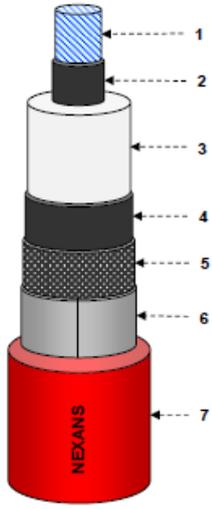
- Profondità di posa non inferiore a 1,40 m;
- Resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- Temperatura di posa pari a 20° C;
- Cavi disposti a trifoglio;

---

<sup>2</sup> Per la valutazione del coefficiente correttivo, è stato considerato il primo tratto della trincea di scavo nelle immediate vicinanze della cabina di raccolta, all'interno della quale sono previste 5 terne di cavo disposte, per le ipotesi di progetto adottate, ad una distanza di 0,25 m. Il valore del coefficiente, è stato ricavato dalla norma CEI 11-17, nell'ipotesi peggiorativa di installare i cavi all'interno di tubi protettivi. Per la posa diretta ipotizzata, il coefficiente correttivo risulterà meno restrittivo.

- Cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta) senza protezione meccanica supplementare;
- Numero massimo di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 3.

Per entrambe le tipologie di linee, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare cavi unipolari di media tensione ARE4H5E 18/30 kV adatti per posa interrata, le cui caratteristiche tecniche vengono di seguito riportate<sup>3</sup>:

		<b>ARE4H5E</b> <b>18/30kV</b> <b>1x...</b>
<b>MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES</b> <b>SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS</b>		
<b>APPLICATIONS</b> In MV energy distribution networks for voltage systems up to 36kV. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.		
<b>FUNCTIONAL CHARACTERISTICS</b> Rated voltage $U_0/U$ : 18/30 kV Maximum voltage $U_m$ : 36 kV Test voltage: 3,5 $U_0$ Max operating temperature of conductor: 90 °C Max short-circuit temperature: 250 °C (max duration 5 s) Max short-circuit temperature (screen): 150 °C		
<b>CONSTRUCTION</b> 1. Conductor <i>stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> 2. Conductor screen <i>extruded semiconducting compound</i> 3. Insulation <i>extruded XLPE compound</i> 4. Insulation screen <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> 5. Longitudinal watertightness <i>semiconducting water blocking tape</i> 6. Metallic screen and radial water barrier <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> 7. Outer sheath <i>extruded PE compound - colour: red</i>		
<b>INSTALLATION DATA</b> Max pulling force during laying 50 N/mm <sup>2</sup> (applied on the conductors) Min bending radius during laying 14 $D_{cable}$ (dynamic condition) Min temperature during laying -25 °C (dynamic condition)		
<b>STANDARDS</b> IEC 60502-2 w.a. (design, materials and testing) HD 620-10-G (insulation thickness)		
<b>MARKING</b> by ink-jet of the following legend: <b>"NEXANS B &lt;Year&gt; ARE4H5E 18/30kV 1x&lt;S&gt; &lt;meter marking&gt;"</b> <Year> = year of manufacturing <S> = section of the conductor		
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">             Mechanical resistance to impacts: good         </div> <div style="text-align: center;">             Longitudinal waterproof         </div> <div style="text-align: center;">             Radial waterproof         </div> <div style="text-align: center;">             Max operating temp. of conductor: 90 °C         </div> <div style="text-align: center;">             Max short-circuit temperature : 250 °C         </div> <div style="text-align: center;">             Minimum installation temperature: -25 °C         </div> </div>		

**Tabella 5: scheda tecnica dei cavi scelti in fase di progettazione definitiva**

<sup>3</sup> La scheda tecnica allegata, non costituisce un vincolo in quanto in fase di progettazione esecutiva si potrà fare riferimento ad altri Produttori di cavi.

I cavi scelti sono adatti per il trasporto di energia elettrica dalle cabine di trasformazione alla Sottostazione Elettrica di Utenza e per essi, ai sensi dell'art. 4.3.11 della Norma CEI 11-18, è ammessa la posa interrata anche non protetta. Le loro portate, indicate dal Costruttore, sono state calcolate considerando:

- Schermi metallici connessi tra loro e a terra ad entrambe le estremità;
- Resistività termica del terreno pari a 1° C m/W;
- Profondità di posa 1,00 m;
- Disposizione delle fasi a trifoglio.

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 [A];
- $I_Z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto [A];
- $I_{Z0}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori [A];
- $K_1$  è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1 m;
- $K_2$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- $K_3$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °C m/W;
- $K_4$  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.

Il calcolo della corrente di impiego di  $I_B$  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 11-17.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

## 8.1 Criterio di verifica

Le sezioni scelte, sono state verificate dal punto di vista della sollecitazione termica prodotta in occasione di cortocircuito.

Per garantire la protezione, è necessario che la temperatura raggiunta dal conduttore per effetto della sovracorrente non sia dannosa, come entità e durata, sia per l'isolamento che per altri materiali con cui il conduttore è a contatto.

Assumendo che il fenomeno termico conseguente al regime di sovracorrente sia di breve durata, in modo tale da potersi considerare di tipo adiabatico, ai fini del corretto dimensionamento della sezione è necessario che sia rispettata la seguente relazione:

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

dove:

- S è la sezione del cavo, in mm<sup>2</sup>;
- I è il valore efficace della corrente di cortocircuito permanente<sup>4</sup> (A), secondo la definizione di I<sub>k</sub> della Norma CEI 11-25;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore costituente il cavo<sup>5</sup>;
- t è la durata della corrente di cortocircuito<sup>6</sup> (s).

Le sezioni scelte sono state verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione, imponendo i seguenti valori massimi ammissibili:

- 7% per la linea dorsale<sup>7</sup>;
- 2% per le linee di derivazione<sup>8</sup>.

a mezzo dell'applicazione della seguente relazione per le linee di derivazione:

$$\Delta V = K_v [ r x \sum_{i=1}^n Mif^A + x x \sum_{i=1}^n Miq^A ]$$

dove:

---

<sup>4</sup> Non conoscendo il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di connessione alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, prudenzialmente è stata considerata una corrente di guasto trifase netto sulle sbarre MT della Sottostazione Elettrica di Utenza pari a 16 kA e 12,5 kA in corrispondenza dei quadri MT di campo.

<sup>5</sup> Considerando che i cavi scelti sono in alluminio, questo coefficiente vale 92.

<sup>6</sup> La durata della corrente di guasto dipende dal tempo di intervento del dispositivo di protezione; non potendo in questa fase della progettazione procedere con il coordinamento delle caratteristiche di intervento degli interruttori automatici di media tensione a protezione delle linee, prudenzialmente è stato considerato un valore massimo di 2 sec per gli interruttori MT installati nella sezione MT della SSE e 1 sec per gli interruttori installati nei quadri MT di campo.

<sup>7</sup> In questo contesto chiameremo linea dorsale quella che consente di collegare il quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta con il montante MT della SSE.

<sup>8</sup> In questo contesto chiameremo linee di derivazione quelle che consentono di collegare le Power Station con il quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta.

- $K_v$  è un coefficiente che per le linee trifasi è pari a  $\sqrt{3}$ ;
- $r$  è la resistenza elettrica del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- $x$  è la reattanza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- $n$  è il numero di Power Station interconnesse dalla linea;
- $\sum_{i=1}^n Mif^A$  è la somma dei momenti amperometrici in fase, valutati rispetto al punto di derivazione della linea MT dal quadro elettrico generale MT installato nella cabina di raccolta;
- $\sum_{i=1}^n Miq^A$  è la somma dei momenti amperometrici in quadratura, valutati rispetto al punto di derivazione della linea MT dal quadro elettrico generale MT installato nella cabina di raccolta;
- $A$  è il punto di derivazione della linea sopra menzionato.

mentre per la linea dorsale è stata applicata la seguente relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} (r L I \cos\varphi + x L I \sin\varphi)$$

dove:

- $\Delta V$  è la caduta di tensione in valore assoluto [V];
- $r$  è la resistenza elettrica del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- $x$  è la reattanza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- $L$  è la lunghezza della linea [km];
- $I$  è il valore efficace della corrente di linea [A];
- $\cos\varphi$  è il fattore di potenza.

## **8.2 Dimensionamento e verifica delle linee elettriche MT di campo (linee di derivazione)**

Come facilmente riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, il layout di impianto proposto, prevede n° 5 linee elettriche di media tensione elettrificate a 30 kV, ciascuna delle quali interconnette, in entra-esce, un certo numero di Power Station secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea MT N.1: interconnette, in entra-esce, le Power Station 1, 2 e 3;
- Linea MT N.2: interconnette, in entra-esce, le Power Station 4, 5 e 6;
- Linea MT N.3: interconnette, in entra-esce, le Power Station 7, 8 e 9;
- Linea MT N.4: interconnette, in entra-esce, le Power Station 10, 11 e 12;
- Linea MT N.5: interconnette, in entra-esce, le Power Station 13 e 14.

Considerando che ciascuna delle Power Station risulta equipaggiata con un trasformatore MT/BT da 5000 kVA, applicando il criterio di dimensionamento esposto al paragrafo 4 e i criteri di verifica descritti al paragrafo 5, sono state ricavate le sezioni commerciali da adottare, ottenendo i risultati riportati in tabella 2:

Denominazione linea	Lunghezza [m]	N° di PS alimentate	I <sub>B</sub> [A]	Numero di circuiti presenti nella stessa trincea di scavo <sup>9</sup>	Fattore correttivo K <sub>1</sub>	Fattore correttivo K <sub>4</sub>	Formazione	I <sub>z</sub> [A]	ΔV%
Linea MT n° 1	1.362	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 2	468	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 3	1.500	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 4	130	3	290	5	0,96	0,8	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	423	< 2%
Linea MT n° 5	1.070	2	193	5	0,96	0,8	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	370	< 2%

**Tabella 6: riepilogo dei risultati di dimensionamento e verifica linee elettriche MT di campo**

I parametri elettrici utilizzati ai fini del dimensionamento e della verifica dei cavi, vengono riportati nella tabella seguente:

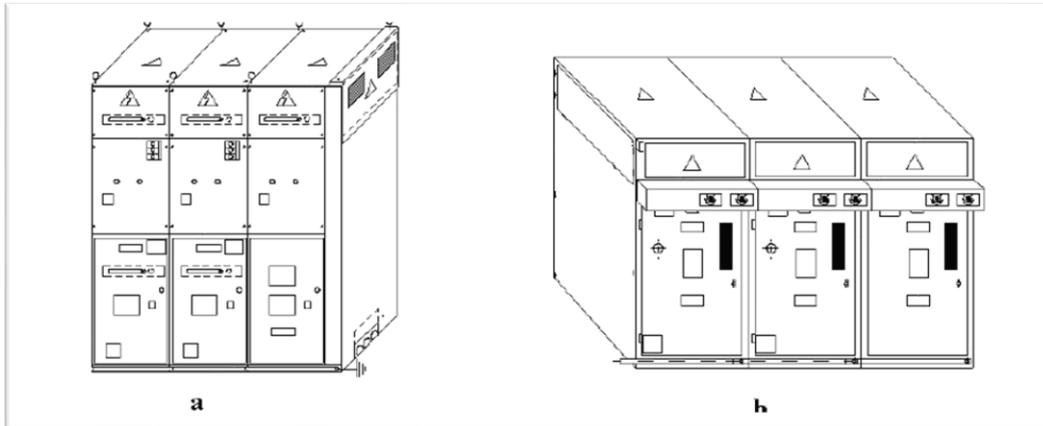
ARE4H5E 18/30kV 1x...														
Type n° x mm <sup>2</sup>	Conductor diameter nominal mm	Insulation		Sheath thickness nominal mm	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz Ω/km	C μF/km	Current capacity		Short circuit current	
		thickness min mm	diameter nominal mm		diameter approx mm	weight indicative kg/km	at 20 °C - d.c. max Ω/km	at 90 °C - a.c. Ω/km			in ground at 20 °C A	in free air at 30 °C A	conductor Tmax 250°C kA x 1,0 s	screen Tmax 150°C kA x 0,5 s
1x50	8,2	7,1	24,7	2,0	32,0	800	0,641	0,822	0,142	0,147	175	189	4,7	1,9
1x70	9,8	7,1	25,8	2,0	33,2	880	0,443	0,568	0,133	0,166	214	235	6,6	2,0
1x95	11,5	6,6	26,5	2,0	33,9	960	0,320	0,411	0,124	0,193	256	284	9,0	2,0
1x120	13,1	6,4	27,7	2,1	35,4	1.070	0,253	0,325	0,119	0,215	291	329	11,3	2,0
1x150	14,3	6,2	28,5	2,1	36,2	1.160	0,206	0,265	0,115	0,233	326	371	14,2	2,1
1x185	16,0	6,0	29,8	2,1	37,6	1.280	0,164	0,211	0,110	0,258	369	426	17,5	2,1
1x240	18,5	5,8	31,9	2,2	40,0	1.510	0,125	0,161	0,105	0,294	428	505	22,7	2,3
1x300	20,7	5,9	34,3	2,3	42,6	1.740	0,100	0,130	0,102	0,316	483	580	28,3	2,4
1x400	23,5	6,0	37,3	2,4	46,0	2.070	0,0778	0,102	0,098	0,344	552	677	37,8	2,5
1x500	26,5	6,1	40,5	2,5	49,5	2.490	0,0605	0,080	0,095	0,373	630	788	47,2	2,7
1x630	30,0	6,2	44,6	2,6	54,0	3.040	0,0469	0,063	0,093	0,411	715	915	59,5	3,0

**Tabella 7: scheda tecnica dei cavi utilizzati**

<sup>9</sup> Ai fini del dimensionamento elettrico si è fatto riferimento al primo tratto di trincea di scavo, in prossimità della cabina di raccolta, dove è prevista la posa delle 5 linee elettriche di media tensione oggetto di dimensionamento.

## 9. Quadro elettrico generale di media tensione di media tensione

Il quadro elettrico generale di media tensione verrà installato in appositi locali. Esso sarà costituito da scomparti MT predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.



*Figura 10: scomparti MT con isolamento misto (a) e in aria (b) (immagine esemplificativa)*

### 9.1 Cabina di Raccolta

E' prevista l'installazione di n° 2 cabine di raccolta di tipo prefabbricato (dimensioni 12,19x2,43) all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione e un trasformatore MT/BT 30kV/0,4kV da 50kVA, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto.

#### 9.1.1 Quadro elettrico generale di media tensione

All'interno di cabina di raccolta, è prevista l'installazione di un quadro elettrico generale di media tensione, costituito da scomparti MT isolati in aria, predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura. Gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito di 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

Lo schema unifilare del quadro adottato, prevede la presenza dei seguenti moduli di media tensione:

- N° 3 scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, ciascuno 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;
- N° 1 scomparto dispositivo generale, costituito da un sezionatore generale con a valle un interruttore generale, con funzione di massima corrente di fase;

- N° 5 scomparti partenza linea verso i sottocampi fotovoltaici, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore e asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- 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.

Lo schema del quadro potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

### 9.1.2 Quadri servizi ausiliari di campo

È prevista l'installazione di 14 quadri a servizio dei trasformatori ausiliari, in concomitanza delle Power Station dotate di:

- Interruttore di manovra sezionatore con fusibile a protezione del trasformatore ausiliare
- Interruttore magnetotermico generale;
- Predisposizione per gruppo di misurazione
- Interruttori magnetotermici differenziali per servizi ausiliari
- Interruttore magnetotermico differenziale a protezione di un UPS d'emergenza (previsto secondo CEI 0-16)

## 10. Trasformatore Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di trasformatori MT/BT isolati in resina:



*Figura 11: trasformatore MT/BT in resina*

Esso è stato dimensionato in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc) ed avrà i seguenti dati di targa:

- $A_n = 50 \text{ kVA}$  or  $160 \text{ kVA}$ ;
- $V_{1n} = 30 \text{ kV}$ ;
- $V_{2n} = 0,4 \text{ kV}$ ;
- Collegamento avvolgimento BT: Yn;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$ ;
- Isolamento in resina.

## **11. Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari**

I servizi ausiliari dell'impianto, saranno, a loro volta, 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.

## 12. Impianti Ausiliari di Campo - Generalità

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione sono realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo “mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente”. Negli impianti speciali viene annoverato:

### 12.1 Impianto di illuminazione:

Il progetto dell'impianto di illuminazione dell'impianto fotovoltaico d'utenza, è stato redatto in conformità alle vigenti normative regionali inerenti all'inquinamento luminoso.

In particolare lungo il perimetro dell'impianto d'utenza, per questioni di sicurezza e protezione, verrà realizzato un impianto di illuminazione perimetrale mediante dei proiettori posti perimetralmente. Si utilizzeranno proiettori a LED, ciascuno montato sulla testa di un palo in acciaio a tronco conico di altezza totale 4,50m e altezza totale fuori terra di 4,00m.

In funzione della necessità di illuminare la viabilità dell'impianto ed in dipendenza della funzione cui sono destinati è previsto l'utilizzo dell'illuminazione bassa (ad impatto luminoso particolarmente contenuto).

In Fig.25, l'illuminazione bassa utilizzata per l'illuminazione della viabilità interna, mentre quella alta, in Fig.26, è utilizzata per l'illuminazione del perimetro d'impianto.

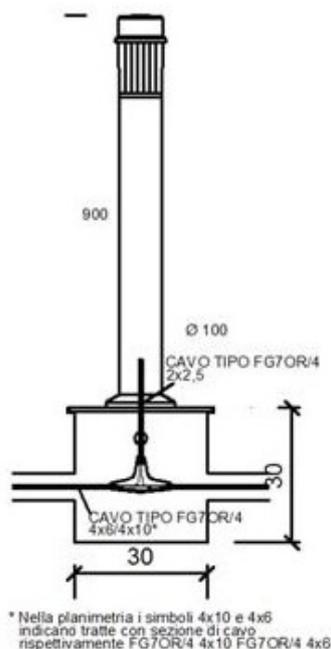
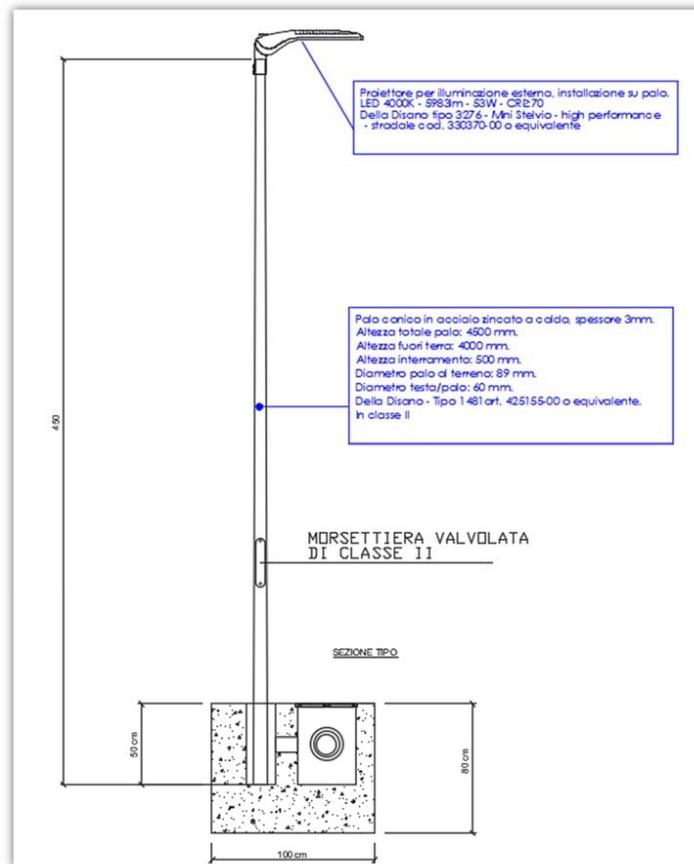


Figura 12: palina per illuminazione viabilità interna



**Figura 13: palo di illuminazione perimetrale**

L'altezza dei pali alti è calcolata in modo da impedire fenomeni di riflessione aerodispersa durante l'accensione notturna. Sarà quindi previsto un adeguato numero di armature con le caratteristiche di cui sopra.

I pali saranno ancorati al terreno mediante un plinto di fondazione in cls di dimensioni massime pari a 1m x 0,8m x 0,7m. Al centro di questo plinto sarà lasciato un foro di diametro pari a 200 mm, entro cui sarà issato il palo mediante costipazione di sabbia fine fino ad una certa quota e per la parte rimanente mediante colata di cemento. Ogni palo sarà dotato di morsettiera valvolata posta a base palo; in caso di corto circuito su un proiettore interviene il fusibile di quel palo evitando di mettere fuori servizio un'intera parte di impianto; inoltre questa selettività migliora notevolmente la ricerca del proiettore guasto.

Nel dettaglio, quindi, gli apparecchi illuminanti equipaggiati con lampade LED sono di due tipi:

- Uno su palo ad una altezza di 4m, ha una potenza di 49W tipo 3276 della Disano modello Mini Stelvio plus (o equivalente) ubicato lungo la recinzione perimetrale.



*Figura 14: corpo illuminante*

- Uno della potenza individuale di 8W in alluminio estruso di diametro 100cm con calotta in pressofusione tipo 1531 della Disano modello Faro 2 (o equivalente).



*Figura 15: corpo illuminante*

Alla base di ciascun palo sarà realizzato un pozzetto di derivazione con corpo in cls e chiusino semicarrabile delle dimensioni di 40x40 e profondità 50 cm.

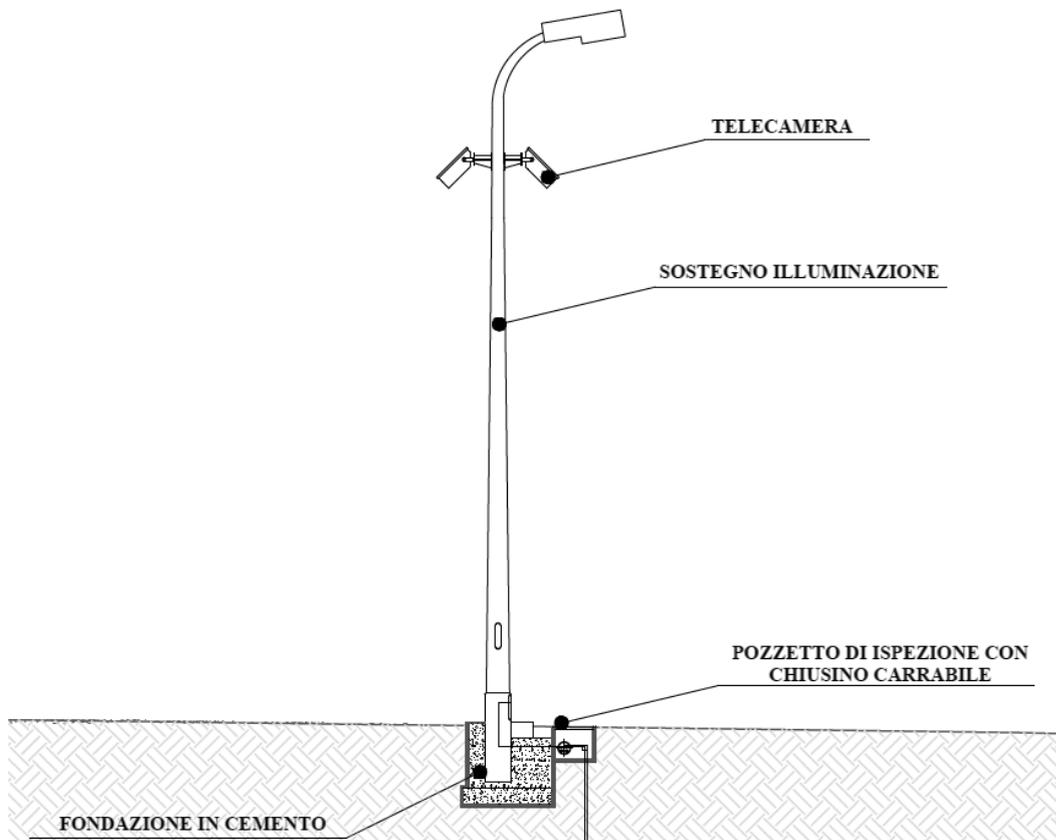
In ciascuno di questi pozzetti sarà realizzato il collegamento tra la dorsale di alimentazione dei proiettori e il cavo che, posto nella cavità del palo, alimenterà il proiettore posto sulla sua testa. Il collegamento sarà effettuato mediante giunto a resina colata. Per l'alimentazione di tutti i pali sarà realizzata una condotta elettrica corrente perimetralmente lungo la parte interna della recinzione. Questa condotta sarà realizzata con cavo tipo FG16OR16 posato in cavidotti interrato. Questa

conduttura sarà intercettata lungo il suo percorso dai pozzetti posti alla base di ciascuno dei pali di illuminazione.

L'impianto di illuminazione di che trattasi sarà realizzato integralmente in classe II. In particolare i proiettori e la morsettiera valvolata saranno in classe II, mentre il cavo da posarsi nella cavità del palo sarà di tipo FG16OR16 0,6/1kV. L'alimentazione degli apparecchi illuminanti avverrà attraverso un circuito trifase con neutro, protetto e comandato dal quadro elettrico dedicato installato all'interno del locale BT.

## 12.2 L'impianto di video-sorveglianza

L'impianto FV è dotato di 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. Il sistema di videosorveglianza, come quello di illuminazione, sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo, adibiti anche all'illuminazione. I pali saranno dislocati ogni 80-100m circa tra loro e le termocamere saranno fissate ad un'altezza di circa 4 metri. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).



*Figura 16: 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.