

Regione Siciliana

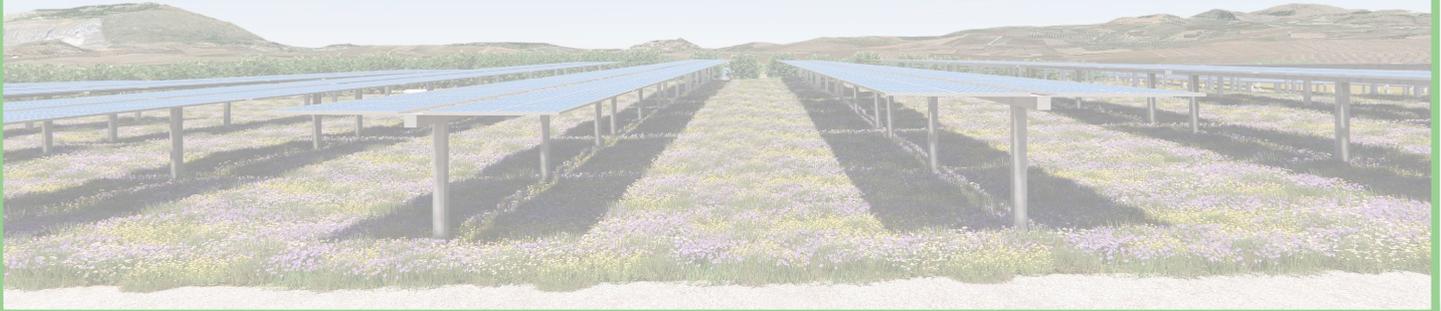


Comune di Trapani

Libero Consorzio Comunale di Trapani

## PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 40.111,50 kWp E POTENZA NOMINALE AC 33.000 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI TRAPANI (TP) - C/DA PALAZZEDDO



Elaborato:

### CRITERI DI DIMENSIONAMENTO E SCHEDE TECNICHE DEI COMPONENTI UTILIZZATI

Relazione:

Redatto:

Approvato:

Rilasciato:

**REL\_19**

AP ENGINEERING

AP ENGINEERING

Foglio A4

Prima Emissione

Progetto:

IMPIANTO  
KINISIA 4

Data:

19/10/2022

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.  
Via Augusto Righi, 7 - 37135 Verona (VR)

Cantiere:

TRAPANI  
C/DA PALAZZEDDO

Progettista:



## INDICE

<b>1. INTRODUZIONE.....</b>	<b>2</b>
<b>2. GENERATORE FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>3</b>
<b>3. CAVI DI STRINGA.....</b>	<b>10</b>
<b>4. GRUPPI DI CONVERSIONE .....</b>	<b>12</b>
<b>5. CAVI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE IN CORRENTE ALTERNATA.....</b>	<b>13</b>
<b>6. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE.....</b>	<b>17</b>
<b>7. TRASFORMATORI DI POTENZA.....</b>	<b>18</b>
<b>8. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE DELLE CABINE DI CAMPO .....</b>	<b>20</b>
<b>9. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE .....</b>	<b>22</b>
<b>10. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE.....</b>	<b>27</b>
<b>11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI BASSA TENSIONE SERVIZI AUSILIARI .....</b>	<b>30</b>

## 1. INTRODUZIONE

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto definitivo della “Centrale di Produzione di Energia Elettrica” da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, combinata con l’attività di coltivazione agricola e zootecnica, che la Società Green Fifteen S.r.l. (“G.F.” o “la Società”) intende realizzare nel Comune di Trapani (TP), in località Palazzeddo, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica, combinato con l’attività di coltivazione agricola. L’impianto avrà una potenza complessiva installata di **40.111,50 kWp**, e sarà connesso in antenna con la sezione a 220 kV della nuova Stazione Elettrica denominata “PARTANNA 2” ubicata nel comune di Marsala (TP).

Nel presente elaborato, verranno descritti i criteri applicati ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico del BOS –“Balance of System” o resto del sistema, inteso come l’insieme dei componenti costituenti un impianto fotovoltaico esclusi i moduli.

Le scelte tecniche adottate, si riferiscono alla progettazione definitiva dell’impianto e potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico e della disponibilità del mercato.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 2 | 30

## 2. 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 **550 Wp** e che il generatore avrà una potenza di picco pari a **40.111,50 kWp**, il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 72930, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N^{\circ} \text{ MODULI} = \frac{P_n \text{ generatore [Wp]}}{P_n \text{ modulo [Wp]}} = 72930$$

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 **Huawei da 200 kW**, 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  $1000W/m^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

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:

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

dove  $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$  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  $1000W/m^2$ ,
- temperatura  $\theta_{max}$  pari a  $70-80^{\circ}C$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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 i valori delle grandezze nominali dei moduli e degli inverter scelti, per il rispetto delle precedenti condizioni di verifica è necessario realizzare **stringhe elettriche da 26 moduli in serie**.

I principali dati di targa dei moduli e degli inverter, utilizzati ai fini del corretto coordinamento elettrico, sono deducibili dalle schede tecniche di seguito riportate.



SUN2000-215KTL-H0  
**Technical Specifications**

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Figura 2: scheda tecnica inverter

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



### 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 impiego 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 (13,98 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times I_{sc} \leq I_z = I_{z0}$$

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 17,48 \text{ A} \quad (1)$$

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>. La scelta adottata verrà verificata **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 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C	
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A	
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24	
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33	
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44	
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70	
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95	
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107	
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142	
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176	
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221	
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278	
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333	
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390	
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453	
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515	
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620	

Figura 3: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

## 4. GRUPPI DI CONVERSIONE

In fase di progettazione definitiva, si è scelto di utilizzare inverter multistringa Huawei SUN2000-215 KTL, i quali verranno distribuiti lungo il campo fotovoltaico in posizione quanto più possibile baricentrica rispetto alle stringhe fotovoltaiche ad essi afferenti, e montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli. Fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva, di seguito viene riportato il datasheet del convertitore scelto:

SUN2000-215KTL-H0  
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Figura 4: Datasheet inverter

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 12 | 30

## 5. CAVI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE 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 dei locali di trasformazione BT/MT.

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, si è scelto di utilizzare cavi BT per posa interrata di tipo **FG70R da installare all'interno di tubi protettivi in PE, di diametro non inferiore a 120 mm.**

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

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (2)$$

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 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;

*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 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 F2.15** 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

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 14 | 30

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

Figura 5: Coefficienti correttivi della portata dei cavi Norma CEI-UNEL 35026

Tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto, considerando una corrente di impiego pari a circa 144,4 A, un fattore correttivo della portata che tiene conto della presenza di più circuiti nella stessa trincea pari a 0,6 (tubi a contatto) e un fattore correttivo della portata che tiene conto della profondità di posa prevista pari 0,98, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la è quella da 150 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, considerando che le condizioni di posa potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva si è scelto di adottare cavi da FG7OR da 185 mm<sup>2</sup>, le cui caratteristiche vengono riportate nella scheda tecnica di seguito riportata:

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	Gross 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
3x50+1x25		9.8	1.0	29.90	2142	0.386	141	155
3x70+1x35		11.6	1.1	35.80	3037	0.272	174	194
3x95+1x50		13.3	1.1	40.90	4047	0.206	206	235
3x120+1x70		15.1	1.2	46.95	5327	0.161	238	267
3x150+1x95		16.8	1.4	51.77	6635	0.129	272	-
3x185+1x95		18.6	1.6	56.77	7833	0.106	306	-
3x240+1x150		21.4	1.7	65.90	10476	0.0801	360	-
Pentapolare / Five cores								
5G	1.5	1.6	0.7	12.17	204	13.3	19	14
5G	2.5	2.0	0.7	13.38	266	7.98	21	26
5G	4	2.6	0.7	14.95	361	4.95	32	35
5G	6	3.4	0.7	16.45	471	3.30	41	44
5G	10	4.4	0.7	19.64	756	1.91	55	60
5G	16	5.7	0.7	23.77	1119	1.21	72	80
5G	25	6.9	0.9	26.81	1587	0.78	93	105
5G	35	8.1	0.9	30.86	2140	0.554	114	130
5G	50	9.8	1.0	36.50	3004	0.386	141	155
Multipli / Multicores								
7x	1.5	1.6	0.7	13.15	247	13.3	16	11.5
7x	2.5	2.0	0.7	14.20	343	7.98	21	15.5
10x	1.5	1.6	0.7	15.24	353	13.3	16	11.5
10x	2.5	2.0	0.7	17.74	492	7.98	24	15.5
12x	1.5	1.6	0.7	16.10	380	13.3	12.5	9.5
12x	2.5	2.0	0.7	17.90	537	7.98	25	12.0
16x	1.5	1.6	0.7	18.80	549	13.3	19	9.5
16x	2.5	2.0	0.7	19.90	848	7.98	25	12.0
19x	1.5	1.6	0.7	19.70	612	13.3	19	8.0
19x	2.5	2.0	0.7	22.80	1049	7.98	25	10.5
24x	1.5	1.6	0.7	22.30	733	13.3	19	8.0
24x	2.5	2.0	0.7	25.90	1140	1.98	25	10.5
27x	1.5	1.6	0.8	23.99	829	13.5	19	8.0
27x	2.5	2.0	0.8	26.78	1234	8.1	25	10.5
30x	1.5	1.6	0.8	24.77	894	13.5	19	8.0
30x	2.5	2.0	0.8	27.64	1331	8.1	25	10.5

Tabella 1: Datasheet cavi BT FG7OR

## 6. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

All'interno delle cabine elettriche di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione per ciascuno dei trasformatori BT/MT previsti. Lo schema elettrico dei quadri, 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 applicando 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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z(1)$$

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

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.

Pertanto, gli interruttori a protezione delle singole linee BT, dovranno avere una corrente nominale tale da soddisfare la seguente relazione (1).

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.

## 7. TRASFORMATORI DI POTENZA

Come indicato nello schema elettrico unifilare, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso in **11 sottocampi fotovoltaici**, per ciascuno dei quali è prevista una cabina elettrica di trasformazione BT/MT equipaggiata con un singolo trasformatore di potenza.

I trasformatori BT/MT previsti, sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale degli inverter ad essi sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

$$\text{An trasformatore} \geq \sum Pn \text{ inverter}$$

Come deducibile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori di potenza isolati in resina da 3150 kVA.



Figura 6: trasformatori di potenza BT/MT isolati in resina

I quali presenteranno i dati di targa di seguito elencati:

CLASS 36 kV ED3R36	Power	Uk *	P <sub>0</sub>	P <sub>cc</sub> *	I <sub>0</sub>	LwA	LpA	A	B	C	D	Wheel	Weight
	kVA	%	W	W	%	dB(A)	dB(A)	mm	mm	mm	mm	mm	Kg
	50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
	100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
	160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
	200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
	250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
	315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
	400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
	500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
	630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
	800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
	1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890	
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860	
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860	
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160	
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610	
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650	
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770	

\* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Tabella 2: Datasheet trasformatori elevatori BT/MT

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 19 | 30

## 8. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE DELLE CABINE DI CAMPO

In ciascuna Cabina Elettrica di Trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di media tensione, costituito da scomparti MT predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

In particolare, lo schema di ciascun quadro, prevede la presenza dei seguenti scomparti:

- Scomparti arrivo linea e partenza linea;
- Scomparto protezione trasformatore.

di cui vengono riportate, simbolicamente le immagini:



Figura 7: scomparto MT partenza linea/arrivo linea



Figura 8: Comparto MT protezione trasformatore di potenza

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 21 | 30

## 9. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno interconnesse in entra-esce secondo un ordine prestabilito e collegate al quadro elettrico generale di media tensione mediante una linea elettrica di media tensione dedicata, realizzata in cavo tripolare ad elica visibile **ARE4H5EX 18/30kV**, interrata ad una profondità di posa non inferiore a 1,20 m. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è prevista la realizzazione di 3 linee MT di campo, aventi le sezioni di seguito riportate:

Linea MT N° 1:  $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$

Linea MT N° 2:  $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$

Linea MT N° 3:  $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$

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:

- 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 2, 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 tripolari ad elica visibile** per posa interrata ARE4H5EX 18/30kV.



Figura 9: cavi MT tripolari 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:

$$I_B \leq I_Z = I_{Z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (3)$$

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;

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 23 | 30

*Il calcolo della corrente di impiego  $I_B$  della 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 10: Fattori correttivi della portata cavi elettrici interrati

La sezione scelta, è stata verificata anche dal punto di vista della sollecitazione termica in occasione di guasto, attraverso l'applicazione della relazione di seguito riportata:

$$S \geq (I \sqrt{t}) / K \quad (4)$$

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase;
- 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;

ottenendo esito positivo.

## 10. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE

Il quadro elettrico generale di media tensione sarà costituito da scomparti MT 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.

In particolare, sono previsti i seguenti scomparti:

- scomparto partenza linea verso la SSE, asservito da una protezione generale e di interfaccia;
- scomparto protezione linee MT di campo;
- scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

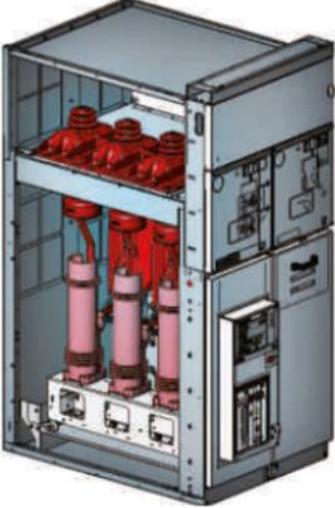
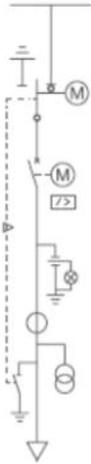
di cui, indicativamente, vengono riportate le immagini<sup>1</sup>:



Figura 11: Scomparto MT protezione dorsale MT

<sup>1</sup> Le immagini riportate sono indicative e si riferiscono ad un Costruttore specifico. La scelta non risulta vincolante e in fase di progettazione esecutiva, si potrà fare riferimento ad altro Costruttore.


23

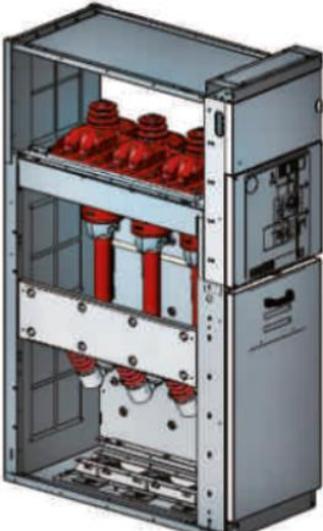
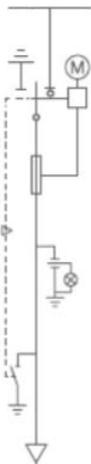



### S - SBC Unità interruttore con interruttore di manovra-sezionatore

**Unità disponibile nella larghezza di 750 mm.**  
L'unità interruttore S-SBC è realizzata per il controllo e la protezione di distributori a chiave, reti, motori, trasformatori, batterie di condensatori, ecc.  
L'unità può essere dotata di un interruttore in vuoto o in gas SF6. L'interruttore è montato su una guida e fissato alle sbarre. Per la manovra di sezionamento è previsto un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni dotato di sezionatore di terra, montato tra l'interruttore e le sbarre.  
La porta è interbloccata meccanicamente con la posizione di terra dell'interruttore di manovra-sezionatore per garantire la sicurezza del personale.  
L'unità è progettata per essere dotata di TA e TV (dimensioni come da norma DIN, vedere componenti principali). In alternativa, è disponibile un interruttore con sensore di corrente e relè integrato.

Figura 12: Scoppo MT protezione linee di campo


21

### T-SFC Unità interruttore di manovra-sezionatore con fusibili

**Unità disponibili nelle larghezze 375 mm e 500 mm.**  
L'unità interruttore di manovra-sezionatore con fusibili tipo T-SFC è utilizzata principalmente per la protezione dei trasformatori. L'unità è dotata di un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni e di un sezionatore di terra. Per la messa a terra dei fusibili, il sezionatore di terra integrato agisce sul lato a monte, mentre un sezionatore di terra separato agisce sul lato a valle dei fusibili. Viene utilizzato un comando a doppia molla con intervento automatico dei fusibili. L'accesso alla cella cavi è possibile nella posizione "a terra". L'ispezione delle connessioni dei cavi e degli indicatori di guasto, se utilizzati, può essere facilmente effettuata dalla finestra della porta frontale.

Figura 13: scoppo MT protezione trasformatore servizi ausiliari

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 28 | 30

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di un trasformatore MT/BT isolato in resina, derivato dalle sbarre del quadro elettrico generale MT:



Figura 14: trasformatore servizi ausiliari

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:

- $A_n = 160$  kVA;
- $V_{1n} = 30$  kV;
- $V_{2n} = 0,4$  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 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.