

Regione Siciliana



Comune di Nicosia

Libero Consorzio Comunale di Enna

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE MT CON COD. PRATICA 284329167 E 284329981, AVENTE UNA POTENZA COMPLESSIVA DC 12.992,40 kWp E UNA POTENZA COMPLESSIVA AC 11.700 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI NICOSIA (EN) - C/DA PARRIZZO



Elaborato:

CRITERI DI DIMENSIONAMENTO E SCHEDE TECNICHE DEI COMPONENTI UTILIZZATI

Relazione:

Redatto:

Approvato:

Rilasciato:

REL_16

AP ENGINEERING

AP ENGINEERING

Foglio A4

Prima Emissione

Progetto:

IMPIANTO SALOMONE 1

Data:

26/04/2022

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.
Piazza Roma, 30 - Modena

Cantiere:

SALOMONE 1
C/DA PARRIZZO

Progettista:



INDICE

1. PREMESSA	2
2. OGGETTO E SCOPO	3
3. GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	4
4. CAVI DI STRINGA.....	10
5. GRUPPI DI CONVERSIONE.....	13
6.CAVI ELETTRICI BT IN CORRENTE ALTERNATA	15
7. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE	19
8. TRASFORMATORI DI POTENZA MT/BT	20
9. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE DELLE CABINE DI TRASFORMAZIONE	22
10. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE	23
11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE	27
12. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI.....	32
13. QUADRO ELETTRICO GENERALE SERVIZI AUSILIARI BT.....	33

1. PREMESSA

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 Salomone 1 S.r.l. (o “la Società”) intende realizzare nel Comune di Nicosia (EN), in Contrada Parrizzo.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l’impianto risulta sdoppiato in due sottoimpianti identificati tramite due codici POD diversi (*IT001E938544255 e IT001E938544191*), ciascuno dei quali verrà collegato alla rete elettrica di distribuzione di media tensione a 20 kV.

L’impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione, pari a **12.992,4 kWp** e una potenza apparente nominale, lato corrente alternata, pari a **11.700,00 kW**.

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:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 2 | 33

2. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento si configura come la Relazione Descrittiva del Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico che la Società intende realizzare nel comune di Nicosia (EN), ed include:

- L'impianto fotovoltaico da 12.992,40 kWp;
- Le linee elettriche di distribuzione di media tensione interne al campo;
- Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT di campo.

Scopo del documento è quello di descrivere le caratteristiche tecniche dell'opera, nonché le relative modalità realizzative, ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni/benestari/pareri previsti dalla normativa vigente, propedeutici per la costruzione ed esercizio dell'impianto agro-fotovoltaico nonché delle relative opere connesse (queste ultime sono dettagliatamente descritte nel Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza e nel Progetto Definitivo dell'Impianto di Rete).

3. 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 **600 Wp** e che il generatore avrà una potenza di picco pari a **12.992,4 kWp**, il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 21654, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N^{\circ} \text{ MODULI} = \frac{P_n \text{ generatore [Wp]}}{P_n \text{ modulo [Wp]}} = 21654$$

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 **SMA da 150 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;

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 4 | 33

- 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;
- β 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;

- $U_{MPPT \text{ MAX modulo}}(\theta_{min})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

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

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:

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

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

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

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

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

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 6 | 33

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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

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

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

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

dove:

- $I_{\text{stringa, Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

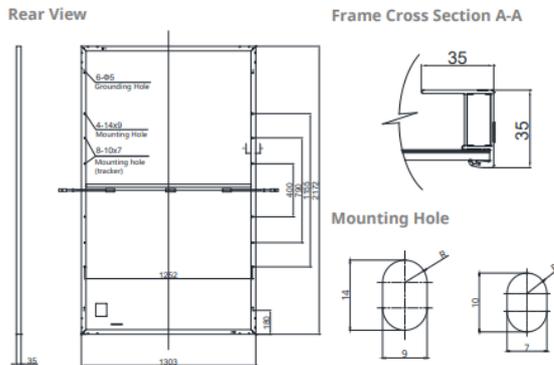
$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

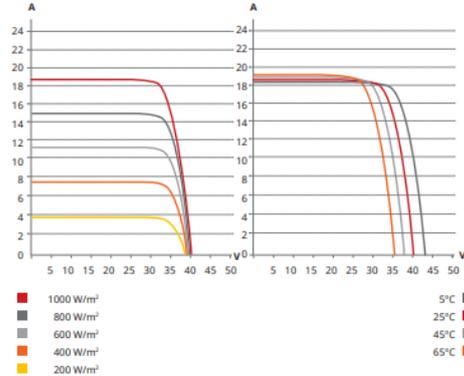
- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando i valori delle grandezze nominali dei moduli e degli inverter scelti, deducibili dai datasheet di seguito riportati, per il rispetto delle precedenti condizioni di verifica è necessario realizzare **stringhe elettriche da 27 moduli in serie**.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	433 W	437 W	441 W	445 W	448 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.66 A	13.70 A	13.74 A	13.76 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.7 V	38.9 V
Short Circuit Current (Isc)	14.74 A	14.77 A	14.82 A	14.87 A	14.90 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	32.5 kg (71.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable Length	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 1: Datasheet moduli fotovoltaici

4. 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 (18,47 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

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

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 24 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei **cavi solari H1Z2Z2-K**, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 2,5 mm². Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 10 mm².

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

Figura 3: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 15 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \times i \times I_{\text{max stringa}}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{\text{max stringa}}$ è la corrente massima di stringa;
- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1,25 \times 17,20 \times 15) = 327 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 11 | 33

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,8 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 240 mm². Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 300 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

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

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

Figura 4: scheda tecnica cavi BT

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 12 | 33

5. GRUPPI DI CONVERSIONE

In fase di progettazione definitiva, si è scelto di utilizzare inverter multistringa SMA da 150 kW, 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:



SUNNY HIGHPOWER PEAK3



SHP 100/20 / SHP 150/20

SUNNY HIGHPOWER

 Servizio di controllo Premium
SMA SMART CONNECTED

Efficiente <ul style="list-style-type: none">• Elevata densità di potenza: formato compatto e 150 kW• Massima resa grazie alla possibilità di dimensionamento con rapporto CC/CA fino al 150%	Sicuro <ul style="list-style-type: none">• Massima disponibilità dell'impianto grazie a unità da 150 kW• Funzioni digitali proiettate verso il futuro, in abbinamento alla piattaforma di gestione energetica ennexOS	Flessibile <ul style="list-style-type: none">• Per tensioni d'ingresso CC fino a 1500 V• Soluzioni CC flessibili grazie a quadri di campo specifici per ciascun cliente	Facile da installare <ul style="list-style-type: none">• Ergonomico da maneggiare e facile da collegare per un'installazione rapida• Messa in servizio centralizzata e controllo dell'impianto fotovoltaico tramite SMA Data Manager
---	---	---	--

SUNNY HIGHPOWER PEAK3

Costruito oggi sulle Esigenze di domani

Sunny Highpower PEAK3 è il componente centrale della soluzione SMA per gli impianti fotovoltaici con architettura decentralizzata e tensioni di sistema di 1500 V CC. Grazie alla sua elevata densità di potenza e compattezza, questo inverter di stringa consente di realizzare soluzioni per applicazioni fotovoltaiche industriali ottimizzando i costi: semplifica infatti il trasporto e permette una più rapida installazione e messa in servizio. L'inverter da 150 kW beneficia inoltre del servizio SMA Smart Connected con interventi proattivi che agevolano la gestione operativa e la manutenzione, riducendo i costi di assistenza lungo l'intera durata del progetto.

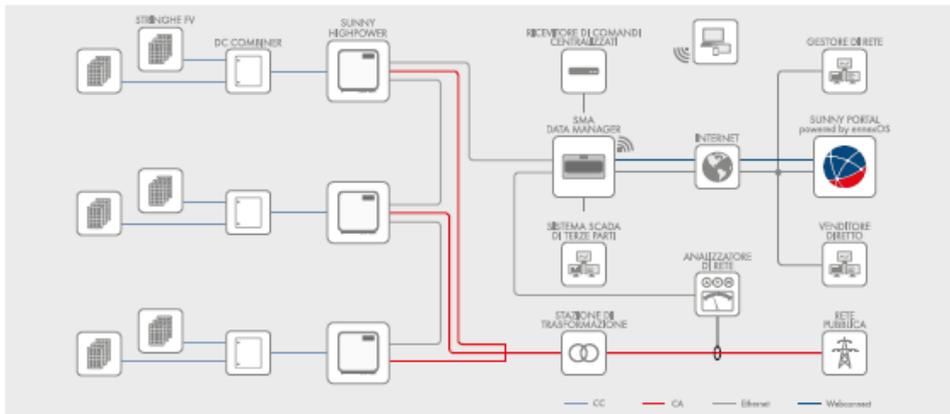
Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 13 | 33



Dati tecnici	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Ingresso (CC)		
Potenza max del generatore fotovoltaico	150000 Wp	225000 Wp
Tensione d'ingresso max	1000 V	1500 V
Range di tensione MPP / Tensione nominale d'ingresso	590 V a 1000 V / 590 V	880 V a 1450 V / 880 V
Corrente d'ingresso max / Corrente di cortocircuito max	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Numero di inseguitori MPP indipendenti	1	1
Numero d'ingressi	1 a 2 (opzionale) per quadri di campo esterni	
Uscita (CA)		
Potenza nominale alla tensione nominale	100000 W	150000 W
Potenza apparente CA max	100000 VA	150000 VA
Tensione nominale CA / Range di tensione CA	400 V / 304 V a 477 V	600 V / 480 V a 690 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz
Corrente d'uscita max	151 A	151 A
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo
Distorsione armonica totale (THD)	< 3%	< 3%
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3-FE	3 / 3-FE
Grado di rendimento		
Grado di rendimento max / grado di rendimento europeo	98,8% / 98,6%	99,1% / 98,8%
Dispositivi di protezione		
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete / Protezione contro l'inversione della polarità CC	● / ● / ●	● / ● / ●
Resistenza ai cortocircuiti CA / Separazione galvanica	● / -	● / -
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●	●
Scaricatori di sovratensioni (tipo II) CA/CC controllati	● / ●	● / ●
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II	I / CA: III; CC: II
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30,3" / 32,7" / 17,5")	
Peso	98 kg (216 lb)	
Range di temperature di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Rumorosità, valore tipico	< 69 dB(A)	
Autoconsumo (notturno)	< 5 W	
Topologia	Senza trasformatore	
Principio di raffreddamento	OptiCool, raffreddamento attivo, ventole a regime controllato	
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100%	
Dotazione / Funzione / Accessori		
Collegamento CC / Collegamento CA	Capacorda (fino a 300 mm ²) / Morsetto (fino a 150 mm ²)	
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●	
Interfaccia Ethernet	● (2 porte)	
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Tipo di montaggio	Montaggio su telaio	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Qi on Demand 24/7	● / ● / ●	
Idoneità off-grid / Compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○	
Certificati e omologazioni (selezione)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE ARN 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CB G-16, G99/1 (P-16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile		
Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento dei dati: 10/2020		
Denominazione del tipo	SHP 100-20	SHP 150-20

SMA-Italia.com

SMA Solar Technology

Figura 5: Datasheet inverter

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 14 | 33

6.CAVI ELETTRICI BT IN CORRENTE ALTERNATA

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno 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.

Si è scelto di utilizzare cavi BT per posa interrata di tipo FG7OR 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:

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

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_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti;
- K_3 è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2m;
- 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:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 16 | 33

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 6: 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 151 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 240 mm² nella seguente configurazione (3x240+1x150) mm², le cui caratteristiche vengono riportate nella seguente tabella:

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
							(A)	(A)
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	1597	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	360	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

Figura 7: Datasheet cavi BT FG7OR

7. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

All'interno cabine elettriche di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione. Lo schema elettrico del quadro, 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 questo in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

8. TRASFORMATORI DI POTENZA MT/BT

Come indicato nello schema elettrico unifilare, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso in **n° 6 sottocampi** fotovoltaici ciascuno dei quali afferisce ad una cabina elettrica di trasformazione.

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

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

In fase di progettazione definitiva si è scelto di utilizzare trasformatori isolati in resina da 2000 kVA per ciascun sottocampo, fermo restando che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:



Figura 8: Trasformatori MT/BT in resina

I dati di targa delle macchine scelte, sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 20 | 33

Classe 24 kV - dimensioni e masse

potenza nominale (kVA)	100	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
interasse rulli - D (mm)	520	520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
diametro rulli - f (mm)	125	125	125	125	125	125	125	150	150	150	150	150	200	200
Esecuzione IP00														
massa (Kg)	560	780	910	1050	1200	1400	1600	1950	2250	2700	3200	3900	4600	5800
larghezza - L (mm)	1100	1250	1300	1300	1350	1400	1450	1550	1550	1630	1750	1850	2000	2100
profondità - P (mm)	600	600	600	600	750	750	750	850	850	1000	1000	1000	1310	1310
altezza - H (mm)	1130	1180	1230	1250	1330	1410	1490	1580	1750	1820	1970	2040	2120	2280
Esecuzione IP31														
massa (Kg)	710	930	1060	1200	1350	1580	1760	2130	2430	2920	3420	4120	4850	6050
larghezza - L (mm)			1850			1900		2050		2300		2500		
profondità - P (mm)			1100			1100		1150		1250		1310		
altezza - H (mm)			1560			1760		2000		2500		2650		

Esecuzione a giorno IP00

Esecuzione con armadio di protezione IP31

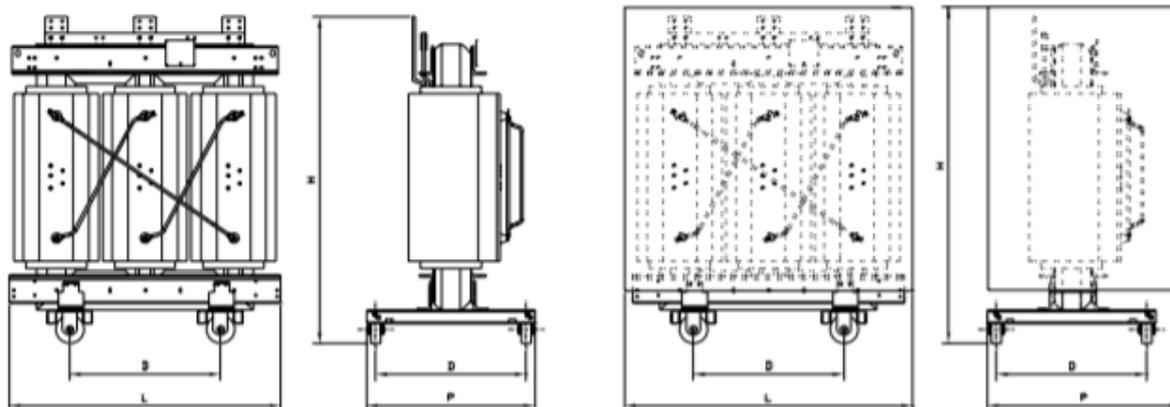


Figura 9: Datasheet trasformatori elevatori BT/MT

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 21 | 33

9. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE DELLE CABINE DI TRASFORMAZIONE

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è prevista l'installazione di un modulo MT per la protezione del trasformatore di potenza, costituito da un sezionatore tripolare con a valle un interruttore automatico asservito da un sistema di protezione generale.



Figura 10: modulo MT protezione trasformatore

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 22 | 33

10. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE

Ciascuna cabina elettrica verrà collegata al quadro elettrico generale di media tensione a mezzo di una linea elettrica di media tensione dedicata, realizzata in cavo tripolare ad elica visibile adatto per posa interrata ARE4H5EX 12/20 kV, interrate ad una profondità di posa non inferiore a 1,2 m.

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 12/20kV in formazione 3x(1x185) mm²:



Figura 11: 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:

Committente: SALOMONE 1 S.r.l.	Progettista: 	Pag. 23 33
--	---	--------------

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (3)$$

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;

Il calcolo della corrente di impiego I_B della linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede l'erogazione, da parte di ciascun trasformatore, della propria potenza apparente nominale, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI-UNEL 35026.

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 24 | 33

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

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 25 | 33

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 12: fattori correttivi della portata cavi elettrici interrati

Applicando i criteri su esposti, si è scelto di utilizzare cavi da 185 mm², salvo verifica in fase di progettazione esecutiva.

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

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

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.

11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, in ciascun sottoimpianto verrà realizzata una cabina di raccolta, adiacente alla cabina di consegna del Distributore, all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione.

Entrambi i quadri saranno costituiti da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 13: quadro MT

Nello specifico, lo schema del quadro prevede i seguenti scomparti MT:

- 1 scomparto interruttore di manovra sezionatore, dotato di sezionatore di linea/sezionatore di terra e dispositivo di controllo dell'isolamento verso terra;
- N° 1 scomparto Dispositivo Generale;
- N° 3 scomparti partenza linea MT;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

Lo scomparto risalita cavi è costituito da un sezionatore di linea/terra, dotato di dispositivo di controllo dell'isolamento verso terra ed eventuali TA e TV di misura:

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 27 | 33

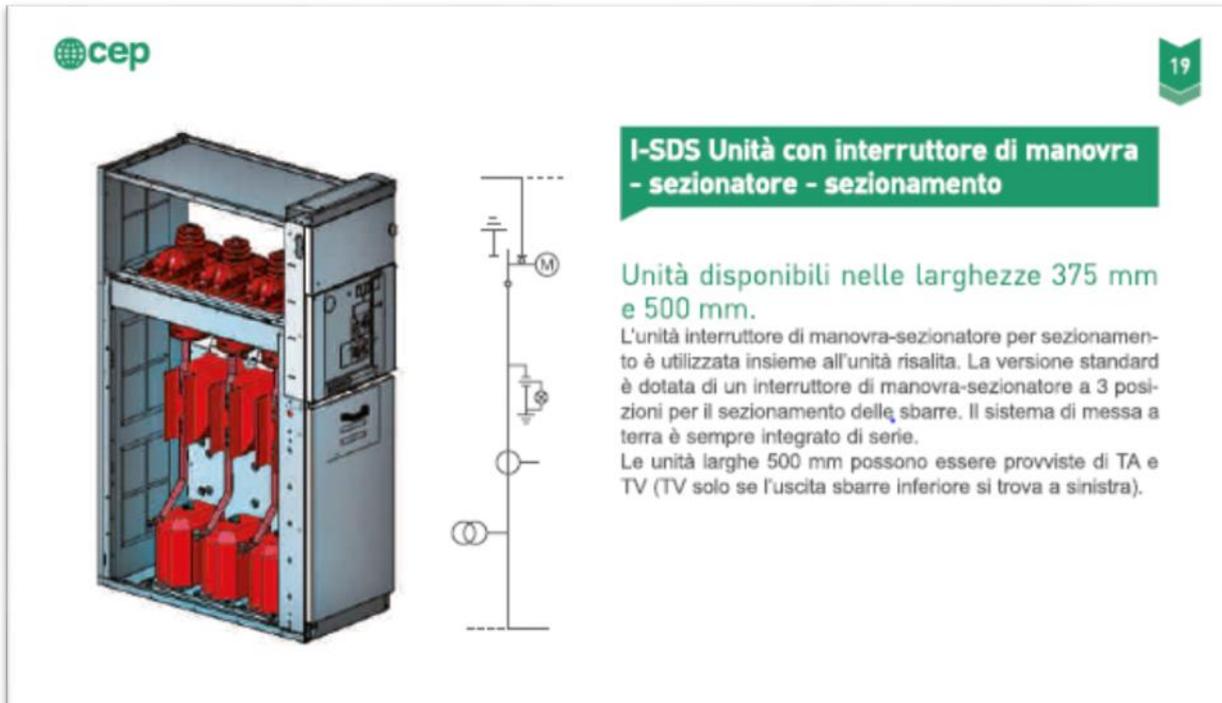


Figura 14: Modulo MT arrivo linea

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà corredato dai seguenti relè di protezione:

- 1) Protezione di massima corrente di fase a tre soglie:
 - I> per la protezione contro i sovraccarichi;
 - I>> per la protezione contro i guasti polifase su impedenza
 - I>>> per la protezione contro i guasti polifase di tipo franco;
- 2) Protezione di massima corrente omopolare I₀;
- 3) Protezione direzionale di terra 67N.

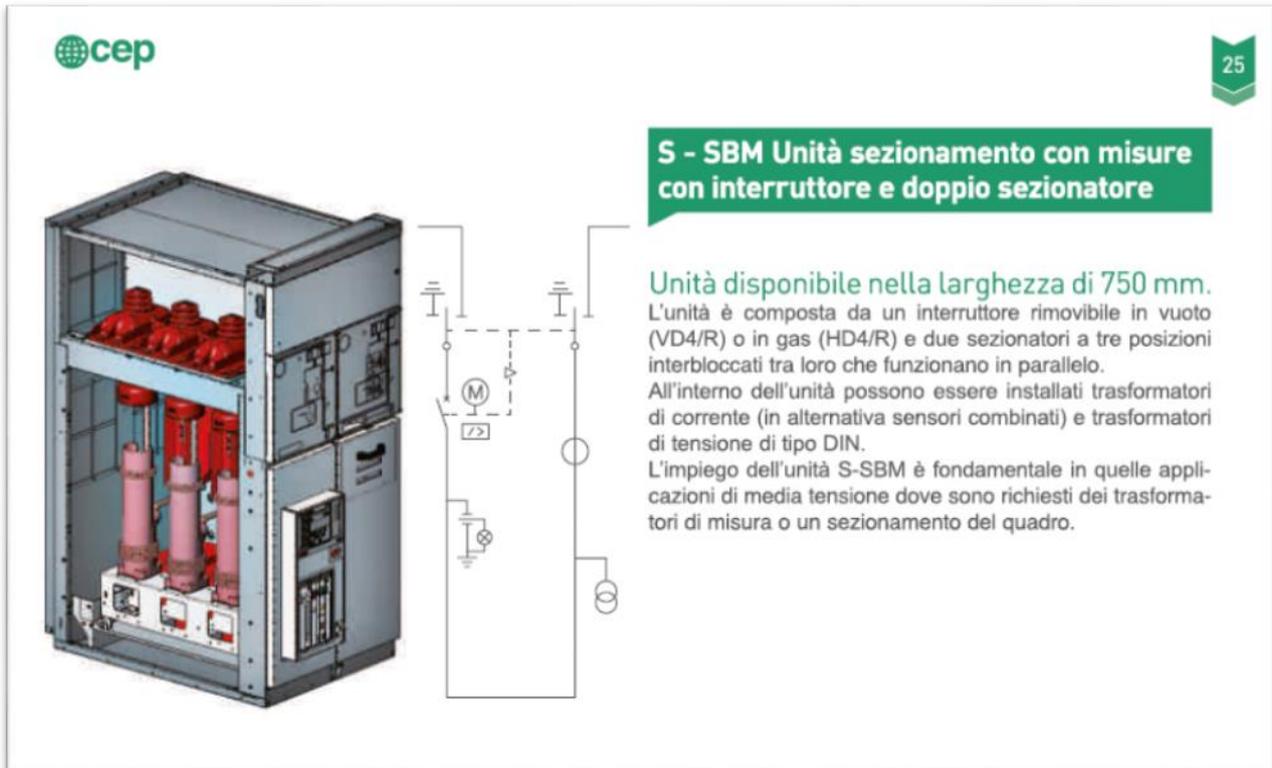


Figura 15: Modulo MT dispositivo generale

Ciascuno scomparto partenza linea, da cui verranno derivate le linee MT verso il campo fotovoltaico, sarà costituito da un sezionatore di linea con a valle un interruttore, corredato dai seguenti relè di protezione di massima corrente e di interfaccia:

- Protezione I>> e I>>>;
- Protezione I0>>;
- protezione 67 N;
- protezione 27;
- protezione 59;
- protezione 59N;
- protezione 81>;
- protezione 81<.

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 29 | 33

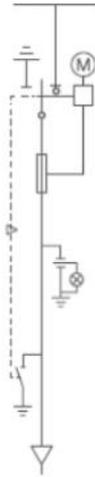
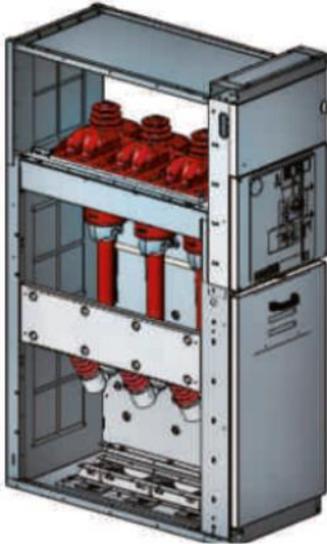


Figura 16: Modulo MT protezione linee

È previsto inoltre uno scomparto Interruttore di manovra sezionatore con fusibile, per la protezione del trasformatore MT/BT servizi ausiliari. All'interno del vano trasformatore, verrà installato anche il quadro elettrico di bassa tensione, da cui verranno derivate le linee BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Per la protezione delle linee BT dalle sovracorrenti verranno utilizzati interruttori automatici di tipo magnetotermico mentre per la protezione contro i contatti indiretti si utilizzeranno sganciatori differenziali.



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 17: Scoppio MT protezione trasformatore

Committente:

SALOMONE 1 S.r.l.

Progettista:



Pag. 31 | 33

12. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di n° 2 trasformatore MT/BT isolati in resina, derivati dalle sbarre dei quadri elettrici generali MT:



Figura 18: Trasformatore MT/BT in resina

Essi sono stati dimensionati in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc) ed avranno i seguenti dati di targa:

- $A_n = 160$ kVA;
- $V_{1n} = 20$ kV;
- $V_{2n} = 0,4$ kV;
- Collegamento avvolgimento BT: Yn;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$;
- Isolamento in resina.

13. QUADRO ELETTRICO GENERALE SERVIZI AUSILIARI BT

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.