

REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI POTENZA
 COMUNE DI VENOSA



PROGETTO DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE
 OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL
 COMUNE DI VENOSA IN LOCALITÀ BOREANO
 DI POTENZA PARI A 19.996,20 kWp (19.993,87 kW IN IMMISSIONE)
 DENOMINATO "AGRIVOLTAICO VENOSA BOREANO"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO DI UTENZA



livello prog.	Cod.	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	Tot. fogli	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	202102255	R	A22			AGRIVEN_A22	20/12/2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROPONENTE:

EDISON RINNOVABILI S.P.A.
 Foro Buonaparte 31 - 20121 Milano (MI)
 P.IVA n. 12921540154 / REA MI-1595386



TIMBRO ENTE

PROGETTAZIONE:



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

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



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA PROGETTISTA

***Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare
fotovoltaica da connettere alla Rete Elettrica di
Trasmissione Nazionale RTN***

Codice di Rintracciabilità STMG 202102255

Progetto Definitivo

Relazione tecnica calcoli preliminari impianti elettrici

Sommario

1 Definizioni.....	2
2 Premessa	1
3 Generatore fotovoltaico	3
4 Cavi di stringa	10
5 Inverter	12
6 Cavi elettrici BT in corrente alternata.....	13
7 Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione.....	16
8 Trasformatori BT/AT di con avvolgimenti inglobati sottovuoto.....	17
9 Quadri elettrici a 36 kV installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione	18
10 Cavi elettrici a 36 kV	19
11 Quadro elettrico generale a 36 kV	22
12 Trasformatore servizi ausiliari isolato in resina.....	23
13 Quadro elettrico generale di bassa tensione	24

1 Definizioni

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario della “Norma CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”. Nel presente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

Centrale fotovoltaica

Insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Impianto di rete per la connessione

La porzione di impianto per la connessione compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione, rimangono di competenza del Richiedente.

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Potenza di picco

Il dato di potenza nominale presente solo per gli impianti fotovoltaici. È definita come la potenza istantanea (espressa in kWp) erogata da un pannello fotovoltaico in determinate condizioni standard, cioè con irraggiamento di 1000 W/m^2 , temperatura ambiente di $25 \text{ }^\circ\text{C}$, posizione del sole a 1,5 AM.

Sottocampo fotovoltaico

Le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione attraverso linee di sottocampo.

2 Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del Progetto Definitivo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, che la Società Edison Rinnovabili S.p.A. intende realizzare nel territorio comunale di Venosa (PZ) in località Boreano, su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 16, p.lle 213, 215, 254, 256, 257, 259, 260.

Come deducibile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione ha una **potenza di picco**, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, **pari a 19.996,20 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN con preventivo di connessione alla rete STMG del 21/04/2022 codice pratica 202102255, verrà collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Melfi 380 – Genzano 380".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo Stallo Arrivo Produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto di Rete per la Connessione**. La restante parte di Impianto, di proprietà dell'Utente, costituisce, ai sensi della Norma CEI 0-16 e dell'Allegato A.68 del Codice di Rete del Gestore, l'**Impianto di Utenza**.

Quanto sopra descritto, viene rappresentato graficamente nella figura seguente:

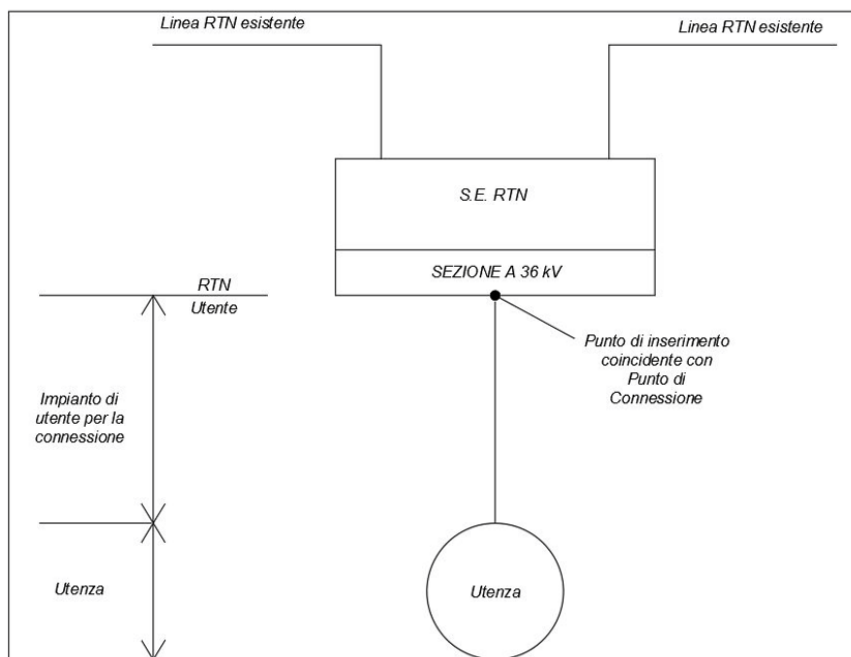


Figura 1: schema di principio impianto di produzione inserito in antenna su stazione elettrica RTN

Nel presente elaborato, 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 le scelte adottate potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione dell'evoluzione tecnologica e della disponibilità del mercato.

3 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **700 Wp** di tipo bifacciale, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni STC (**AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C**) sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Mechanical Data

Number of Cells	132 Cells (6x22)
Dimensions of Module L*W*H	2384 x 1303 x 35mm
Weight	38.2kg
Front Side Glass	High transparency solar glass 2.0mm
Back Side Glass	High transparency solar glass 2.0mm
Frame	Black/Silver, anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 Diodes
Cable	4.0mm ² , Portrait: 350mm / Landscape: 1400mm
Wind/Snow Load	2400Pa/ 5400Pa*
Connector	MC Compatible
Bifaciality	80±5%

* Please check the installation manual for more details

Electrical Specification (STC*)

Maximum Power (Pmax/W)	680	685	690	695	700
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	41.69	41.65	41.80	41.95	42.10
Maximum Power Current (Imp/A)	16.39	16.45	16.51	16.57	16.63
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.5	49.66	49.82	49.98	50.13
Short Circuit Current (Isc/A)	17.19	17.25	17.31	17.37	17.43
Module Efficiency (%)	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5
Power Output Tolerance (W)	0~+5				

* Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (BSTC*)

Maximum Power (Pmax / W)	750	756	761	767	772
Maximum Power Voltage (Vmp / V)	41.69	41.65	41.80	41.95	42.10
Maximum Power Current (Imp / A)	18.08	18.16	18.21	18.29	18.34
Open Circuit Voltage (Voc / V)	49.50	49.66	49.82	49.98	50.13
Short Circuit Current (Isc / A)	18.96	19.04	19.09	19.17	19.22

* Front side irradiance 1000W/m², back side irradiance 100W/m², Ambient Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Max Series Fuse Rating	35A

Temperature Ratings

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44±2°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.04%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C

Packaging Configuration

Module per Box	31 pieces
Module per 40' Container	558 pieces

Module Dimension

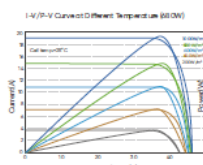
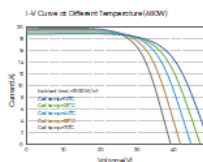
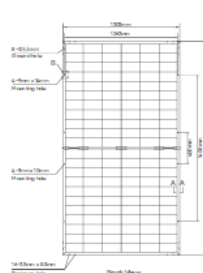


Figura 2: scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Per massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter di tipo centralizzato SMA da 2500 kVA, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva. Le caratteristiche tecniche del convertitore scelto, sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio of the AC terminals ¹¹⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 11)}		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs side disconnection point		DC load-break switch	
Outputs 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		o / o	
Insulation monitoring		o	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁸⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with EMC standards	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-M3RL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08 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	o Optional		
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% P_n at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>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).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 3: scheda tecnica inverter centralizzati SMA SUNNY CENTRAL 1500 V

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

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

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

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

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

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

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

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

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;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})}$ 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 $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

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

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

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

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

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:

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

dove:

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

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].

Tenendo conto della tipologia di strutture di supporto scelte per l'installazione dei moduli, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 27 moduli, ottenendo esito positivo.***

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l'impianto di produzione è stato suddiviso in n° 8 sottocampi fotovoltaici, per ciascuno dei quali è prevista la realizzazione di una cabina elettrica di trasformazione BT/36 kV a mezzo della quale la tensione del campo di generazione verrà innalzata al valore del punto di inserimento in rete (36 kV).

4 Cavi di stringa

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



Figura 4: cavi solari H1Z2Z2-K

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

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

dove:

- I_B è la corrente di 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;
- K₁ è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- K₂ 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 (17,43 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, si ottiene:

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

da cui:

$$I_Z \geq 1,25 I_{sc} = 21,8 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei *cavi solari H2Z2Z2-K*, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm². Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 6 mm², previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

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 mm ²	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 5: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

5 Inverter

In fase di progettazione definitiva si è scelto di utilizzare inverter di tipo centralizzati SMA SUNNY CENTRAL, le cui caratteristiche elettriche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

SUNNY CENTRAL 1500 V			
Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2730-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} =$ 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 ¹¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹¹⁾
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 ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs-side disconnection point		DC load-break switch	
Outputs-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		o / o	
Insulation monitoring		o	
Degree of protection: electronics / air dust / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁸⁾	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 ⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEB1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Figura 6: scheda tecnica inverter centralizzati SUNNY CENTRAL

Come deducibile dalla scheda tecnica, si tratta di apparecchiature adatte per applicazioni a 1500 V, hanno una potenza apparente nominale di 2500 kVA e consentono la regolazione del fattore di potenza nominale tra 0,8 in anticipo e 0,8 in ritardo, in modo da garantire la partecipazione dell'impianto alla regolazione della tensione di rete su richiesta del Gestore di Rete.

6 Cavi elettrici BT in corrente alternata

I Cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali di trasformazione.

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

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

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

- Profondità di posa pari a 0,8 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 4, dato che in parte la trincea di scavo verrà condivisa;
- Tipologie di cavi: FG7OR.

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 1,2 m;
- K_4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

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 11-17:

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	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	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,6
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Figura 7: fattore correttivo per temperature di posa diverse da 20°C

Numero di cavi	DISTANZA FRA I CIRCUITI ^(a) (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

Figura 8: fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano

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

Figura 9: fattore di correzione per differenti valori della profondità di posa

Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Figura 10: fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno

Tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto, considerando cautelativamente una corrente di impiego pari alla massima corrente erogabile dagli inverter scelti (2624 A), un fattore correttivo della portata che tiene conto della presenza di più circuiti nella stessa trincea pari a 0,80 (terne distanziate di 25 cm), la prima formazione commerciale che consente di soddisfare la (2) è la seguente:

$$S = 3 \times [4 \times (1 \times 630)] \text{ mm}^2$$

Le caratteristiche dei cavi scelti vengono riportate nella tabella seguente, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

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 ²	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
 - profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

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

Figura 11: scheda tecnica cavi BT FG7OR

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

All'interno delle cabine di trasformazione, è prevista l'installazione di un interruttore generale di bassa tensione (dispositivo di generatore - DDG) la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del sottocampo fotovoltaico sotteso al gruppo di conversione di pertinenza.

Essi sono stati dimensionati 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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

dove:

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

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

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

8 Trasformatori BT/AT di con avvolgimenti inglobati sottovuoto

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un **trasformatore di potenza BT/AT con avvolgimenti inglobati sottovuoto** dimensionato in funzione della potenza apparente dell'inverter sotteso, a mezzo della relazione di seguito riportata:

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

Consultando i cataloghi tecnici, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la precedente relazione è quella da 2500 kVA, le cui caratteristiche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	598	4180	6	59	1550	750	1800	520	125	40	1960
	400	825	6.050	6	61	1610	950	1840	670	160	50	2280
	630	1265	8360	6	63	1640	950	1970	670	160	50	2550
	800	1495	8800	6	64	1720	1100	2010	670	160	50	3070
	1000	1782	9900	6	65	1770	1100	2060	820	160	50	3440
	1250	2070	12100	6	67	1850	1100	2120	820	160	50	3940
	1600	2530	14300	6	68	1900	1100	2270	820	160	50	4.500
	2000	2990	17600	6	72	2000	1200	2380	1070	200	70	5290
	2500	3565	20900	6	73	2090	1200	2520	1070	200	70	6230
	3150	4370	24200	6	76	2260	1200	2530	1070	200	70	7610

Figura 12: scheda tecnica trasformatori di potenza BT/36 kV

Per maggiori dettagli, si rimanda allo schema elettrico unifilare dell'impianto.

9 Quadri elettrici a 36 kV installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico a 36 kV costituito da scomparti isolati in gas predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da costituire un'unica apparecchiatura.

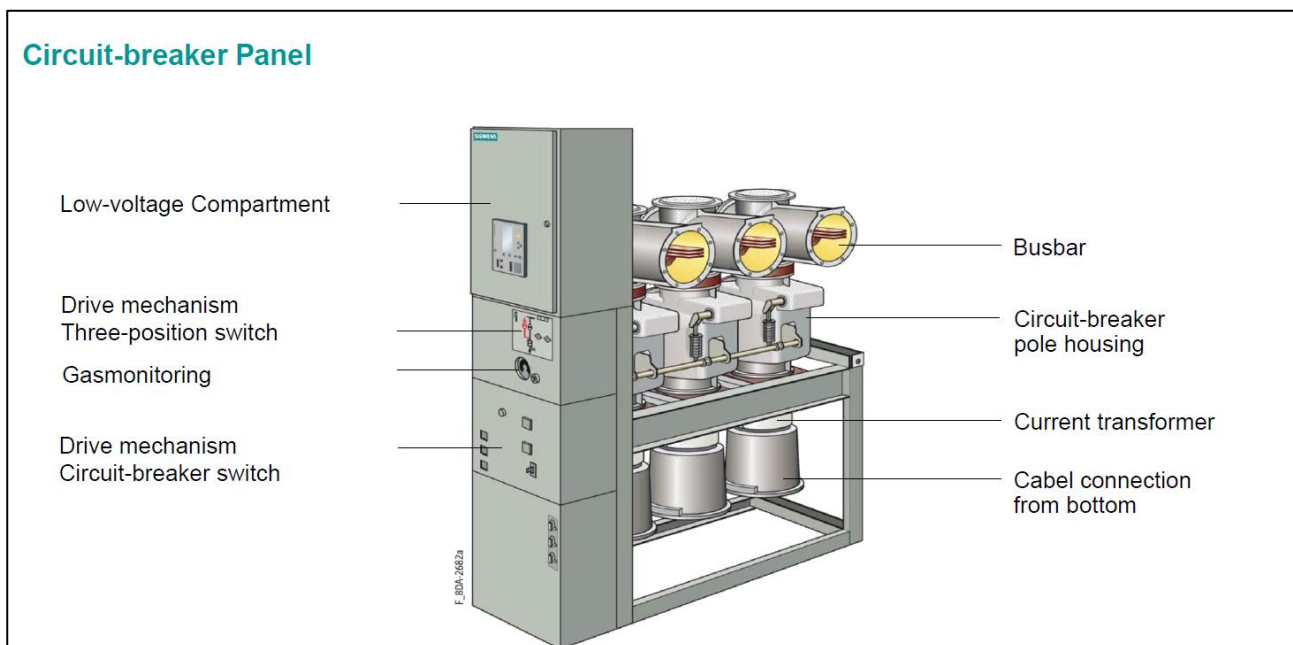


Figura 13: tipico scomparto 36 kV – 40,5 kV isolato in gas

Nel dettaglio, lo schema del quadro proposto prevede l'utilizzo di unità arrivo/partenza linea, unità interruttori per la protezione dei trasformatori di potenza e unità interruttori di manovra-sezionatori con fusibili per la protezione dei trasformatori servizi ausiliari.

10 Cavi elettrici a 36 kV

Le cabine elettriche di trasformazione BT/AT previste verranno interconnesse tra loro in entra-esce a e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della cabina di raccolta utente, a mezzo di una linea elettrica a 36 kV in cavo interrato dedicata, dimensionata in funzione della massima potenza da trasmettere.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, le linee verranno interrate ad una profondità non inferiore a 1,25 m dall'estradosso del cavo, e la loro presenza sarà segnalata a mezzo di un apposito nastro monitore riportante la dicitura *cavi elettrici*.

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

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

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

- Profondità di posa pari a 1,25 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 1.

In questa fase della progettazione si è scelto di utilizzare cavi unipolari Prysmian RG7H1R EPRO-SETTE 26/45 kV, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva anche in funzione del progresso tecnologico:

MEDIA TENSIONE / MEDIUM VOLTAGE

Energia - Applicazioni terrestri e/o eoliche
Power - Ground and/or wind farm applications

RG7H1R EPRO-SETTE™



Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV / Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV

Norma di riferimento

CEI 20-13 (IEC 60840 per 26/45 kV)

Standard

CEI 20-13 (IEC 60840 for 26/45 kV)

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso

Semiconduttivo interno

Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione $\geq 6/10$ kV)

Isolante

Mescola di gomma ad alto modulo G7

Semiconduttivo esterno

Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione $\geq 6/10$ kV)

pelabile a freddo

Schermatura

A filo di rame rosso

Guaina

PVC, di qualità Rz, colore rosso

Marcatura

PRYSMIAN (sigla sito produttivo) RG7H1R <tensione>
<sezione> <anno>

Cable design

Core

Compact stranded bare copper conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded elastomeric compound

(only for rated voltage $\geq 6/10$ kV)

Insulation

High module rubber compound, G7 type

Outer semi-conducting layer

Extruded cold strippable elastomeric compound

(only for rated voltage $\geq 6/10$ kV)

Screen

Bare copper wire

Sheath

PVC, type Rz; colour red

Marking

PRYSMIAN (production site label) RG7H1R <rated voltage>
<cross-section> <year>

Applicazioni

I cavi possono essere forniti con caratteristiche di:

- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi (AFUMEX)

Applications

Cables can be supplied with the following characteristics:

- fire retardant and with low emission of corrosive substances
- low emission of opaque smoke and toxic gases and without corrosive gases (AFUMEX)

Accessori idonei

Terminali

ELTI (pag. 122), ELTI-1C (pag. 123), ELTO-1C (pag. 126),
STI RR (pag. 130), STI GT (pag. 132), STE GT (pag. 134),
FMCS 250 (pag. 136), FMCE (pag. 138), FMCTS-400 (pag. 140),
FMCTXs-630/C (pag. 144)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 148), RETRACFIT (pag. 150)

Suitable accessories

Terminations

ELTI (pag. 122), ELTI-1C (pag. 123), ELTO-1C (pag. 126),
STI RR (pag. 130), STI GT (pag. 132), STE GT (pag. 134),
FMCS 250 (pag. 136), FMCE (pag. 138), FMCTS-400 (pag. 140),
FMCTXs-630/C (pag. 144)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 148), RETRACFIT (pag. 150)

Figura 14: cavi unipolari RG7H1 26/45 kV

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

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

dove:

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

- Izo è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K₁ è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- K₂ 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;
- K₃ è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2m;
- K₄ è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

Il calcolo della corrente di impiego I_B di ciascuna linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede l'erogazione della potenza apparente nominale del trasformatore, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI 11-17.

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

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

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase, pari a 20 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore (rame o alluminio);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione, prudenzialmente assunto pari a 1 sec.

Applicando i criteri sopra esposti, è stata determinata la sezione commerciale del cavo da adottare, la cui formazione è la seguente:

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

Per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e verifica applicati, si rimanda alla relazione tecnica di dimensionamento dei cavi a 36 kV.

11 Quadro elettrico generale a 36 kV

Il quadro elettrico generale a 36 kV di interfaccia con la Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, verrà installato all'interno della cabina di raccolta utente e sarà costituito da moduli a 36 kV isolati in aria, opportunamente assemblati in modo tale da costituire un'unica apparecchiatura.

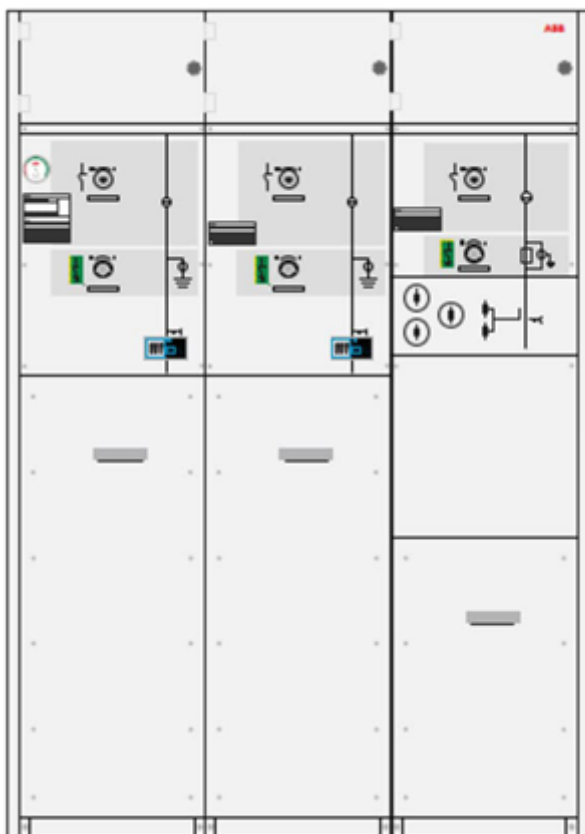


Figura 15: tipico quadro 36 kV – 40,5 kV costituito da scomparti isolati in aria - ABB

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, il layout del quadro prevede la presenza di un interruttore arrivo linea, un interruttore protezione trasformatore servizi ausiliari e un interruttore di interfaccia con la Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN, da cui verrà derivata la linea elettrica in cavo interrato a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione di Montemilone.

12 Trasformatore servizi ausiliari isolato in resina

All'interno della cabina di raccolta, è prevista l'installazione di un trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto e cabina, derivato dalle sbarre a 36 kV del quadro elettrico generale di interfaccia.



Figura 16: trasformatore AT/BT con avvolgimenti inglobati sottovuoto

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 una potenza nominale pari a $An = 50$ kVA.

Oltre ai servizi sopra elencati, all'interno dei locali cabine saranno previsti i seguenti ulteriori servizi:

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

13 Quadro elettrico generale di bassa tensione

I servizi ausiliari dell'impianto, verranno 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.