







**REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**  
**COMUNE DI CHEREMULE**  
**Provincia di Sassari (SS)**



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO**  
**AGRO-FOTOVOLTAICO DENOMINATO CHEREMULE**

Loc. "Perda Chessa" e "Su Campu", Cheremule (SS) - 07040, Sardegna, Italia  
 Potenza Nominale 42'312,6 kWp + Sistema di accumulo Potenza Nominale 35'120,0 kW


	<b>Coordinamento Progettisti</b> <b>INNOVA SERVICE S.r.l.</b> Via Santa Margherita n. 4 - 09124 Cagliari (CA) P.IVA 03379940921, PEC: <a href="mailto:innovaserviceca@pec.it">innovaserviceca@pec.it</a>	<b>Gruppo di lavoro VIA (S.I.G.E.A. S.r.l.)</b> Dott. Geol. Luigi Maccioni - Coordinamento VIA Ing. Manuela Maccioni - Paesaggio Dott. Agr. Vincenzo Satta- Fauna Flora Vegetazione Dott. Stefano Cherchi - Archeologia Dott. Geol. Stefano Demontis – Georisorse Dott. Geol. Valentino Demurtas – Georisorse
	<b>Coordinamento gruppo di lavoro VIA</b> <b>S.I.G.E.A. S.r.l.</b> Via Cavalcanti n. 1 - 09047 Selargius (CA) P.IVA 02698620925, PEC: <a href="mailto:sigeamaccioni@pec.it">sigeamaccioni@pec.it</a>	
	<b>Committente - Sviluppo progetto FV:</b> <b>BETA TORO S.r.l</b> Via Mercato n. 3/5 - 20121 Milano (MI) P.IVA 12032630969, PEC: <a href="mailto:betatorosrl@lamiapec.it">betatorosrl@lamiapec.it</a>	<b>Gruppo di lavoro Progettazione Agronomica</b> Agr.Stefano Atzeni – Agronomo
	<b>Sviluppo progetto Agricolo:</b> <b>Azienda Agricola Lotta Marco Michele</b> Via Ponti sa Murta n. 21 - 09097 San Nicolò D'Arcidano (OR) P.IVA 01134970951, PEC: <a href="mailto:marcomichelelotta@pec.it">marcomichelelotta@pec.it</a>	<b>Gruppo di lavoro Progettazione Elettrica</b> Ing. Claudio Sorgia – Ing. Elettrico Ing. Giambattista Tore – Ing. Elettrico  <b>Altri Progettisti</b> Ing. Luca Marmocchi – Ing. Civile - Strutturista Arch. Giorgio Roberto Porpiglia – Progettista

**Elaborato**

**RELAZIONE TECNICA IMPIANTO/ELETTRICA**

<b>Codice elaborato</b> REL_TC_EL			<b>Scala</b>	<b>Formato</b>
<b>REV.</b>	<b>DATA</b>	<b>ESEGUITO</b>	<b>VERIFICATO</b>	<b>APPROVATO</b>
00	Novembre 2023	Vari professionisti	Innova Service S.r.l.	BETA TORO S.r.l.

Note


 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 1 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

**COMUNE DI CHEREMULE (SS) – Progetto Definitivo**

## **IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CHEREMULE"**


**42312,6 kWp**

**RELAZIONE TECNICA IMPIANTO/ELETTRICA**


 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 2 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>NORME E STANDARD</b> .....	<b>4</b>
2.1	NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE. ....	4
2.2	NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE. ....	5
2.3	UNITÀ DI MISURA. ....	6
<b>3</b>	<b>CALCOLI ELETTRICI</b> .....	<b>6</b>
3.1	CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO. ....	6
3.2	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI. ....	7
3.3	INTEGRALE DI JOULE.....	8
3.4	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO. ....	8
3.5	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE.....	9
3.6	CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI. ....	10
3.7	CADUTE DI TENSIONE.....	10
3.8	SCELTA DELLE PROTEZIONI.....	11
3.9	VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE. ....	11
3.10	VERIFICA DI SELETTIVITÀ. ....	12
<b>4</b>	<b>CALCOLO DEI GUASTI</b> .....	<b>13</b>
4.1	DEFINIZIONE DEI CONTRIBUTI ALLE CORRENTI DI GUASTO.....	13
4.1.1	Fornitura della rete. ....	13
4.1.2	Trasformatori. ....	14
4.1.3	Fattore di correzione per trasformatori, CEI EN 60909-0 (3.3.3).....	16
4.1.4	Generatori sincroni. ....	16
4.2	CALCOLO DELLE CORRENTI MASSIME DI CORTOCIRCUITO.....	17
4.3	CALCOLO DELLE CORRENTI MINIME DI CORTOCIRCUITO. ....	20
4.4	CALCOLO GUASTI BIFASE-NEUTRO E BIFASE-TERRA.....	21
<b>5</b>	<b>DESCRIZIONE E SCHEMA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>22</b>
5.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	24
5.2	INVERTER.....	25
5.3	QUADRI DI PARALLELO DEI GENERATORI.....	26
5.4	CABINE DI TRASFORMATORE AT/BT E QUADRO AT.....	27
5.5	TRASFORMATORE AT/BT E QUADRO AUX.....	27
5.6	CABINA DI RICEZIONE E TRASMISSIONE.....	27
<b>6</b>	<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO</b> .....	<b>29</b>
6.1	DATI DEL SISTEMA DI ALIMENTAZIONE. ....	29
6.2	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI IN BT. ....	29
6.3	ACCOPPIAMENTO GENERATORE FOTOVOLTAICO – INVERTER. ....	30
6.4	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI IN AT.....	32
6.5	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI IN BT.....	33
6.6	IMPIANTO GENERALE DI TERRA. ....	33
6.6.1	Conduttori di terra. ....	33
6.6.2	Conduttori equipotenziali.....	33
<b>7</b>	<b>DESCRIZIONE SISTEMA DI ACCUMULO A BATTERIE “BESS – BATTERY ENERGY SYSTEM”</b> .....	<b>34</b>
7.1.1	Dimensionamento cavi .....	36
<b>8</b>	<b>IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE</b> .....	<b>37</b>

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 3 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

8.1	DESCRIZIONE DELLE OPERE .....	37
8.2	LINEE DI DISTRIBUZIONE.....	37
8.3	ARMATURE E LAMPADRE .....	38
<b>9</b>	<b>ALLEGATO 1.....</b>	<b>39</b>

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 4 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

## 1 PREMESSA

La presente relazione ha lo scopo di definire i requisiti minimi per il dimensionamento delle linee elettriche relative alla realizzazione di un impianto fotovoltaico, denominato "Cheremule 1 FV", è ubicato nel territorio comunale di Cheremule, Provincia di Sassari.

L'impianto avrà una potenza pari a 42,3126 MWp (lato DC) e 37 MW (Lato AC) e sarà collegato alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione per mezzo di un punto di consegna a 36 kV nella sottostazione AT di prossima realizzazione.

Si rimanda al documento - Relazione tecnica Generale (rif. REL\_TC\_GEN) e all'elaborato grafico - Schema elettrico unifilare (rif. TAV\_EL\_01 – UNIF) per una trattazione specifica degli impianti in oggetto.

Per quanto non espressamente indicato, si rimanda alle Normative e Pubblicazioni vigenti ed alla documentazione tecnica di progetto.


La presente relazione tecnica relativa agli impianti elettrici costituisce parte integrante dei documenti progettuali per la realizzazione degli impianti in oggetto.

## 2 NORME E STANDARD

Di seguito l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento.

### 2.1 Norme di riferimento per la Bassa Tensione.

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 2000 IVa Ed. Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIa Ed. (IEC 60909-0:2001-07): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI 17-5 VIIIa Ed. 2007: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI 23-3/1 Ia Ed. 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 5 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00


- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi per energia isolati con gomma o con materiale termoplastico avente grado di isolamento non superiore a 4- Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 IIa Ed. 2004: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

## 2.2 Norme di riferimento per la Media tensione.

- 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.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- Guida CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV.
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema, possono essere riferenziate. In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

- Leggi e regolamenti Italiani
- Leggi e regolamenti comunitari (EU)

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 6 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- Documento in oggetto
- Specifiche di società (ove applicabili)
- Normative internazionali

### 2.3 Unità di misura.

Tutte le unità di misura sono e devono essere conformi al Sistema Internazionale (S.I.).

## 3 CALCOLI ELETTRICI

### 3.1 Calcolo delle correnti di impiego.

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$  sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$  sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza  $\cos \varphi$  è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di  $I_b$  vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione  $V_n$  è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:


$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento  $P_d$  è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza  $P_n$  è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione  $P_n$  rappresenta la somma vettoriale delle  $P_d$  delle utenze a valle ( $\sum P_d$  a valle).

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 7 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ( $\sum Q_d$  a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left( \arctan \left( \frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

### 3.2 Dimensionamento dei cavi.

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$\begin{aligned} a) \quad & I_b \leq I_n \leq I_z \\ b) \quad & I_f \leq 1.45 \cdot I_z \end{aligned}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente  $I_b$ , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:


- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata  $I_z$  della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR)
- IEC 60364-5-52 (Mineral)
- CEI-UNEL 35024/1
- CEI-UNEL 35024/2
- CEI-UNEL 35026
- CEI 20-91 (HEPR)

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:



 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 8 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- CEI 11-17
- CEI UNEL 35027 (1-30kV)
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

La sezione viene scelta in modo che la sua portata sia superiore alla  $I_z \text{ min}$ . Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (si veda la norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  e corrente nominale  $I_n$  minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

### 3.3 Integrale di Joule.

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):


- |   |         |
|---|---------|
| • Cavo in rame e isolato in PVC                           | K = 115 |
| • Cavo in rame e isolato in gomma G                       | K = 135 |
| • Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7 | K = 143 |
| • Cavo in alluminio e isolato in PVC                      | K = 74  |
| • Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7                 | K = 92  |

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

- |   |         |
|---|---------|
| • Cavo in rame e isolato in PVC         | K = 143 |
| • Cavo in rame e isolato in gomma G     | K = 166 |
| • Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7 | K = 176 |
| • Cavo in rame nudo                     | K = 228 |

### 3.4 Dimensionamento dei conduttori di neutro.

La norma CEI 64-8, al par. 524.2 e al par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 9 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm<sup>2</sup>;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm<sup>2</sup>, se il conduttore è in rame, e a 25 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm<sup>2</sup>, se conduttore in rame, e 25 mm<sup>2</sup>, se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase.

### 3.5 Dimensionamento dei conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase
- determinazione mediante calcolo

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned}
 S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\
 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\
 S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2
 \end{aligned}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:


$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- $S_p$  è la sezione del conduttore di protezione (mm<sup>2</sup>);
- $I$  è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- $K$  è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3. Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5 mm<sup>2</sup> rame o 16 mm<sup>2</sup> alluminio se è prevista una protezione meccanica
- 4 mm<sup>2</sup> o 16 mm<sup>2</sup> alluminio se non è prevista una protezione meccanica.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 10 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

### 3.6 Calcolo della temperatura dei cavi.

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left( \alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$

$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left( \alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente  $\alpha_{cavo}$  è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

### 3.7 Cadute di tensione.

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left( \left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right| \right)_{f=R,S,T}$$

- con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;
- con n che rappresenta il conduttore di neutro;
- con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$c.d.t(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$


con:

- $k_{cdt}=2$  per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$  per sistemi trifase.

I parametri  $R_{cavo}$  e  $X_{cavo}$  sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in  $\Omega/\text{km}$ .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 11 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti

### 3.8 Scelta delle protezioni.

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare, le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza  $I_{km\ max}$ ;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ( $I_{mag\ max}$ ).

### 3.9 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture.

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:


- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

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

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 12 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- a) Le intersezioni sono due:
- $I_{cc\ min} \geq I_{inters\ min}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_a$ );
  - $I_{cc\ max} \geq I_{inters\ max}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_b$ ).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
- $I_{cc\ min} \geq I_{inters\ min}$
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
- $I_{cc\ max} \geq I_{inters\ max}$


Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione, il controllo non viene eseguito.

### 3.10 Verifica di selettività.

È verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- Corrente  $I_a$  di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;
- Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;
- Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).
- Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).
- Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori. Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 13 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

## 4 CALCOLO DEI GUASTI

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea). Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dall'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

### 4.1 Definizione dei contributi alle correnti di guasto.

#### 4.1.1 Fornitura della rete.

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:


- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto dall'utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura  $V_{mt}$  (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima,  $I_{kmax}$  (in kA);

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 14 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- Corrente di corto circuito monofase a terra massima,  $I_{k1ftmax}$  (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima,  $I_{kmin}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima,  $I_{k1ftmin}$  (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{k \max}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{ccmt} &= \sqrt{1 - (0,995)^2} \\ X_{dl} &= 0,995 \cdot Z_{ccmt} \\ R_{dl} &= \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt} \end{aligned}$$

e le componenti omopolari:

$$\begin{aligned} R_0 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ft \max}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl}) \\ X_0 &= R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1} \end{aligned}$$

#### 4.1.2 Trasformatori.

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:


- Potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- Perdite di cortocircuito  $P_{cc}$  (in W);
- Tensione di cortocircuito  $v_{cc}$  (in %)
- Rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale  $I_{lr}/I_{rt}$ ;
- Rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- Tipo di collegamento;
- Tensione nominale del primario  $V_1$  (in kV);
- Tensione nominale del secondario  $V_{02}$  (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

- Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

- Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 15 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

- Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto  $Z_{vot}/Z_{cct}$  vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in mΩ:

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{cct} \\ X_d &= X_{cct} \end{aligned}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.


Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$



 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 16 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

#### 4.1.3 Fattore di correzione per trasformatori, CEI EN 60909-0 (3.3.3).

Per i trasformatori con verso di potenza positiva, a due avvolgimenti con e senza variazione sotto carico, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza  $K_T$  tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$

$$Z_{otK} = K_T \cdot Z_{ot}$$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0,6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e  $C_{max}$  è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore. Tale fattore deve essere applicato sia alla impedenza diretta che a quelle omopolari. Non va applicato agli autotrasformatori.

#### 4.1.4 Generatori sincroni.


In media tensione ed in bassa tensione è possibile inserire più generatori.

I dati di targa richiesti per i generatori sono:

- potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- reattanza sincrona percentuale  $x_S$ ;
- reattanza subtransitoria percentuale  $x''$ ;
- reattanza subtransitoria in quadratura percentuale  $x''q$ ;
- reattanza alla sequenza omopolare percentuale  $x_0$ .

La reattanza subtransitoria si calcola con la formula:

$$X'' = \frac{x''}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 17 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

dalla quale si ricavano le componenti alla sequenza diretta da usare nel calcolo dei guasti subtransitori:

$$R_d = 0$$

$$X_d = X''$$

La componente resistiva si trascura rispetto alla componente reattiva del generatore. L'impedenza sincrona, da usare nei guasti simmetrici permanenti, si calcola con la formula:

$$X_s = \frac{x_s}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Per i guasti asimmetrici, sia subtransitorio che permanente, servono le sequenze inverse ed omopolari.

Per il calcolo dell'impedenza alla sequenza inversa, con la reattanza subtransitoria in quadratura:

$$X''_q = \frac{x''_q}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

si applica la formula:

$$X_i = \frac{X'' + X''_q}{2}$$

Infine, si ricava la reattanza omopolare come:

$$R_0 = 0$$


$$X_0 = \frac{x_0}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

#### 4.2 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione  $C_{max}$ ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 18 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

$$R_{dcavo} = \frac{R_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \left( \frac{1}{1 + (\Delta T \cdot 0.004)} \right)$$

dove  $\Delta T$  è 50 o 70 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se  $f$  è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dcavo} = \frac{X_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Si possono sommare queste ai parametri diretti dall'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{dsbarra} = \frac{R_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{L_{sbarra}}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{dsbarra} = \frac{X_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{L_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$R_{0cavoNeutro} = R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoNeutro}$$

$$X_{0cavoNeutro} = 3 \cdot X_{dcavo}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cavoPE} = R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoPE}$$

$$X_{0cavoPE} = 3 \cdot X_{dcavo}$$


dove le resistenze  $R_{dcavoNeutro}$  e  $R_{dcavoPE}$  vengono calcolate come la  $R_{dcavo}$ .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$R_{0sbarraNeutro} = R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraNeutro}$$

$$X_{0sbarraNeutro} = 3 \cdot X_{dsbarra}$$

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 19 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$R_{0sbarraPE} = R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraPE}$$

$$X_{0sbarraPE} = X_{dsbarra} + 3 \cdot (X_{anello\_guasto} - X_{dsbarra})$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dall'utenza a monte, espressi in mΩ:

$$R_d = R_{dcavo} + R_{dmonte}$$

$$X_d = X_{dcavo} + X_{dmonte}$$

$$R_{0Neutro} = R_{0cavoNeutro} + R_{0monteNeutro}$$

$$X_{0Neutro} = X_{0cavoNeutro} + X_{0monteNeutro}$$

$$R_{0PE} = R_{0cavoPE} + R_{0montePE}$$

$$X_{0PE} = X_{0cavoPE} + X_{0montePE}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mΩ) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1Neutro \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0Neutro})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0Neutro})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$


Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k \max}$ , fase neutro  $I_{k1Neutro \max}$ , fase terra  $I_{k1PE \max}$  e bifase  $I_{k2 \max}$  espresse in kA:

$$I_{k \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}}$$

$$I_{k1Neutro \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Neutro \min}}$$

$$I_{k1PE \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}}$$

$$I_{k2 \max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}$$

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 20 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Infine, dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti (CEI EN 60909-0 par. 9.1.1.):

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1Neutro} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1Neutro \max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto,  $I_p$  può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente  $k = 1.8$  che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

#### 4.3 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito.

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 2.5 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione di 0.95 (tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore è pari a 1;


Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Tabella 1

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 21 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d\max} = R_d \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0\text{Neutro}} = R_{0\text{Neutro}} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0PE} = R_{0PE} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze minime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k1\min}$  e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k\min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k\max}}$$

$$I_{k1\text{Neutro}\min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1\text{Neutro}\max}}$$

$$I_{k1PE\min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE\max}}$$

$$I_{k2\min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k\max}}$$

#### 4.4 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra.


Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con  $Z_d$  la impedenza diretta della rete, con  $Z_i$  l'impedenza inversa, e con  $Z_0$  l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito,  $Z_0$  corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\max}$$

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 22 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

## 5 DESCRIZIONE E SCHEMA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici bifacciali in silicio cristallino aventi potenza 660 Wp raggruppati in stringhe da 30 moduli, collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati ad un quadro elettrico di campo per il parallelo lato corrente continua previsto dall'inverter stringa, ad ognuno di essi è previsto il collegamento di un numero variabile di stringhe. Per maggiori dettagli si rimanda allo schema elettrico unifilare.

I moduli saranno installati su strutture di supporto realizzate in profilati metallici fissati a terra, disposte su file parallele lungo l'asse nord sud, ad inseguimento solare di tipo monoassiale.

L'impianto fotovoltaico sarà suddiviso in diversi sottocampi facenti capo ad inverter di stringa ('INVx') installati all'esterno e distribuiti in posizione il più possibile baricentrica (compatibilmente con il layout adottato) rispetto alle stringhe del campo a cui afferiscono. Gli inverter hanno taglia di riferimento 215 kVA (Pn 200 kVA), e sono collegati in parallelo su un quadro installato nella relativa cabina di trasformazione TSX.X.

Il lato corrente alternata dell'inverter sarà collegato al relativo interruttore DDGx nel quadro di parallelo BT.

Su ciascun quadro, a seconda del sottocampo e della cabina potranno essere collegati un numero variabile di inverter per ciascun semi quadro, secondo quanto indicato nello schema unifilare (rif. TAV\_EL\_01 - UNIF ).

Ciascun semi-quadro BT afferisce su ciascun avvolgimento BT di un trasformatore AT/BT (Dy11y11 da 6,800 kVA @40°C). Inoltre ogni Cabina di Trasformazione sarà dotata di un trasformatore AT/BT da 50 kVA (destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari), i quadri elettrici BT, i quadri elettrici in AT per l'interconnessione delle cabine, ed i servizi ausiliari.

La cabina di trasformazione (o di campo) ospiterà un quadro principale AT con i seguenti scomparti: risalita cavi, cella AT generale atta a sezionare l'impianto verso la linea AT di collegamento alla cabina successiva a cui è collegata (e/o alla cabina di ricezione e trasformazione), Cella di protezione trafo FTV contenente i dispositivi di protezione e sezionamento del trasformatore AT/BT da 6,8 MVA, cella di protezione trafo AUX contenente i dispositivi di protezione e sezionamento del trasformatore MT/BT da 50 kVA destinato ai servizi ausiliari.

Le caratteristiche e i criteri di dimensionamento sono riportati nella successiva sezione della presente relazione.

Sulla base della configurazione così definita nelle tabelle vengono indicate le potenze relative alle due sezioni di impianto ed il numero di componenti totale:

• SOTTOCAMPO SEZIONE 1

### Sottocampo

**Nome e orientamento del sub-array (sottoschieramento)**

Nome:  Ordine:

Orient.: **Inseguitore, asse orizzontale N-S**

**Aiuto per predimensionamento**

Nessun dimension.  Inserire potenza desiderata  kWc

... o la superficie disponibile(moduli)  m<sup>2</sup>

**Selezionare moduo FV**

Disponibili adesso:  Filtro

**Modulo bifacciale** Sistema a moduli bifacc

CSI Solar Co., Ltd.    Dal 2020 Preliminary 2021 TL

Usare ottimizzatore

Dimens. tensioni : Vmpp (70°C) **31.5 V**  
Vca (-10°C) **49.8 V**

**Selezionare inverter**

Disponibili adesso:   50 Hz  60 Hz

Huawei Technologies     Dal 2020

N. di inverter:   Voltaggio di funzionamento: **500-1500 V** Potenza globale inv. **18600 kWac**

Usare multi-MPPT Tensione massima entrata: **1500 V** **inverter con 9 MPPT**

**Disegnare campo**

**Numero di moduli e di stringhe**

Mod. in serie:   tra 16 e 30

N. di stringhe:

Perdita sovracc. **0.0 %**

Rapporto Pnom **1.14**

**N. di moduli** **32010** **Superficie** **99434 m<sup>2</sup>**

Cond. di funzionamento

Vmpp (70°C) 945 V  
Vmpp (20°C) 1146 V  
Vca (-10°C) 1494 V

Irragg. piano **1000 W/m<sup>2</sup>**  Max. dati  STC

Imp (STC) 18893 A **Potenza max. in funzionamento 19409 kW**  
(a 1000 W/m<sup>2</sup> e 50°C)

Isc (STC) 19707 A **Potenza nom. campo (STC) 21127 kWc**

Isc (a STC) 19707 A

### Lista dei sotto-campi

Nome	#Mod #Inv.	#Stringa #MPPT
Campo FV - Sezione 1		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7N-660...	30	1067
Huawei Technologies - SUN200...	93	1
Campo Sezione 2		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7N-660...	30	1126
Huawei Technologies - SUN200...	92	1

### Riepilogo sistema globale

Numero di moduli 65790  
Superficie modulo 204367 m<sup>2</sup>  
N. di inverter 185  
Potenza FV nominale 43421 kWc  
Potenza FV massima kWDC  
Potenza AC nominale 37000 kWAC  
Rapporto Pnom 1.174

• SOTTOCAMPO SEZIONE 2

### Sottocampo

**Nome e orientamento del sub-array (sottoschieramento)**

Nome:  Ordine:

Orient.: **Inseguitore, asse orizzontale N-S**

**Aiuto per predimensionamento**

Nessun dimension.  Inserire potenza desiderata  kWc

... o la superficie disponibile(moduli)  m<sup>2</sup>

**Selezionare moduo FV**

Disponibili adesso:  Filtro

**Modulo bifacciale** Sistema a moduli bifacc

CSI Solar Co., Ltd.    Dal 2020 Preliminary 2021 TL

Usare ottimizzatore

Dimens. tensioni : Vmpp (70°C) **31.5 V**  
Vca (-10°C) **49.8 V**

**Selezionare inverter**

Disponibili adesso:   50 Hz  60 Hz

Huawei Technologies     Dal 2020

N. di inverter:   Voltaggio di funzionamento: **500-1500 V** Potenza globale inv. **18400 kWac**

Usare multi-MPPT Tensione massima entrata: **1500 V** **inverter con 9 MPPT**

**Disegnare campo**

**Numero di moduli e di stringhe**

Mod. in serie:   tra 16 e 30

N. di stringhe:

Perdita sovracc. **0.0 %**

Rapporto Pnom **1.21**

**N. di moduli** **33780** **Superficie** **104933 m<sup>2</sup>**

Cond. di funzionamento

Vmpp (70°C) 945 V  
Vmpp (20°C) 1146 V  
Vca (-10°C) 1494 V

Irragg. piano **1000 W/m<sup>2</sup>**  Max. dati  STC

Imp (STC) 19938 A **Potenza max. in funzionamento 20482 kW**  
(a 1000 W/m<sup>2</sup> e 50°C)

Isc (STC) 20797 A **Potenza nom. campo (STC) 22295 kWc**

Isc (a STC) 20797 A

### Lista dei sotto-campi

Nome	#Mod #Inv.	#Stringa #MPPT
Campo FV - Sezione 1		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7N-660...	30	1067
Huawei Technologies - SUN200...	93	1
<b>Campo Sezione 2</b>		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7N-660...	30	1126
Huawei Technologies - SUN200...	92	1

### Riepilogo sistema globale

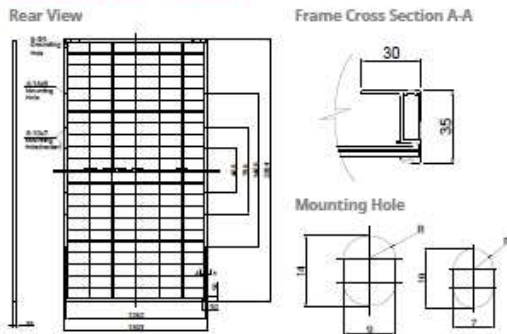
Numero di moduli 65790  
Superficie modulo 204367 m<sup>2</sup>  
N. di inverter 185  
Potenza FV nominale 43421 kWc  
Potenza FV massima kWDC  
Potenza AC nominale 37000 kWAC  
Rapporto Pnom 1.174



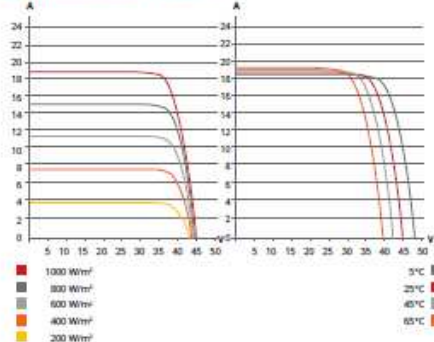
## 5.1 Generatore fotovoltaico.

I moduli sono collegati a gruppi di 30 in serie che formano una stringa le cui caratteristiche risultanti sono riportati in tabella: **Modulo Fotovoltaico: CS7N-660MB-AG**

### ENGINEERING DRAWING (mm)



### CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA | STC\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25 °C.

\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

### ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality = P<sub>max,back</sub> / P<sub>max,front</sub>, both P<sub>max,back</sub> and P<sub>max,front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

### ELECTRICAL DATA | NMOT\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA


Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

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

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Ciascuna stringa sarà provvista di sezionatore con fusibile e diodo di blocco; il cablaggio dei moduli sarà effettuato con un cavo avente una sezione di 6 mm<sup>2</sup>.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 25 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00


## 5.2 Inverter.

Nell'impianto sono previsti complessivamente 185 inverter per la conversione in corrente alterna dell'energia elettrica in corrente continua prodotta dal campo.

Gli inverter saranno del tipo senza trasformatore con uscita lato CA collegata ad un quadro di AT, a valle del quale sarà installato il trasformatore AT/MT; nello schema unifilare si riportano le caratteristiche ed i collegamenti; in particolare, l'interruttore automatico BT avrà la funzione di arrivo da campo.

### SUN2000-215KTL-H0 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 26 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

La configurazione inverter-stringhe di moduli fotovoltaici è stato eseguito tramite software PVSyst:


Caratteristiche campo FV			
<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Generic	Costruttore	Generic
Modello	CS7N-660MB-AG 1500V	Modello	SUN2000-215KTL-H0
(PVSyst database originale)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	200 kWac
Numero di moduli FV	64110 unità	Numero di inverter	185 unità
Nominale (STC)	42.31 MWc	Potenza totale	37000 kWac
<b>Campo #1 - Campo FV 1</b>			
Numero di moduli FV	31410 unità	Numero di inverter	93 unità
Nominale (STC)	20.73 MWc	Potenza totale	18600 kWac
Moduli	1047 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	19.04 MWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1028 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
I mpp	18518 A		
<b>Campo #2 - Campo FV 2</b>			
Numero di moduli FV	32700 unità	Numero di inverter	92 unità
Nominale (STC)	21.58 MWc	Potenza totale	18400 kWac
Moduli	1090 Stringhe x 30 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	19.82 MWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1028 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
I mpp	19278 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	42313 kWp	Potenza totale	37000 kWac
Totale	64110 moduli	Numero di inverter	185 unità
Superficie modulo	199148 m²	Rapporto Pnom	1.14

### 5.3 Quadri di parallelo dei generatori

Per ciascun sottocampo afferente alla cabina corrispondente è prevista l'installazione di un certo numero di inverter secondo quanto indicato nelle tabelle seguenti. Ciascun inverter sarà collegato al relativo interruttore DDG del quadro di parallelo della cabina che li accoglie.

Sezione 1	N° strutture 2*30	N° strutture 2*15	Moduli FV	Stringhe Totali	N.Inverter	Potenza di picco [kWp]	Pdc / inverter	Pdc/Pa c
Sez.1.1	135	12	8460	282	25	5583,6	223,344	1,1167
Sez.1.2	102	15	6570	219	19	4336,2	228,2210526	1,1411
Sez.1.3	123	12	7740	258	23	5108,4	222,1043478	1,1105
Sez.1.4	136	16	8640	288	25	5702,4	228,096	1,1405
<b>Tot</b>	<b>496</b>	<b>55</b>	<b>31410</b>	<b>1047</b>	<b>92</b>	<b>20730,6</b>	<b>225,3326087</b>	<b>1,1267</b>

Sezione 2	N° strutture 2*30	N° strutture 2*15	Moduli FV	Stringhe Totali	N.Inverter	Potenza di picco [kWp]	Pdc / inverter	Pdc/Pa c
Sez.2.1	95	15	6150	205	17	4059	238,7647059	1,1938
Sez.2.2	141	15	8910	297	26	5880,6	226,1769231	1,1309
Sez.2.3	141	11	8790	293	25	5801,4	232,056	1,1603
Sez.2.4	140	15	8850	295	25	5841	233,64	1,1682
<b>Tot</b>	<b>517</b>	<b>56</b>	<b>32700</b>	<b>1090</b>	<b>93</b>	<b>21582</b>	<b>232,0645161</b>	<b>1,1603</b>
<b>Tot</b>	<b>1013</b>	<b>111</b>	<b>64110</b>	<b>2137</b>	<b>185</b>	<b>42312,6</b>	<b>228,7167568</b>	<b>1,1436</b>

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 27 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

#### 5.4 Cabine di Trasformatore AT/BT e quadro AT.

In ciascuna delle 8 cabine di trasformazione, denominate negli elaborati grafici rispettivamente “TS 1.1 ÷ TS 1.4” per la sezione di impianto 1, e “TS 2.1 ÷ TS 2.4” per la sezione di impianto 2, verranno posizionati il quadro di parallelo in BT, i trasformatore AT/BT (36/0,8 kV), oltrechè il quadro BT dei servizi Ausiliari di cabina e di impianto.

L’uscita dell’interruttore automatico del quadro di parallelo BT in corrente alternata sarà collegata ad un trasformatore trifase AT/BT (36/0,8 kV) avente potenza 6800 kVA.

Le cabine di trasformazione saranno collegate a due a due secondo quanto riportato nello schema unifilare e nell’elaborato “TAV\_EL\_02 - SEZ-CAV - PARTICOLARI SEZIONI E POSA CAVIDOTTI” in configurazione radiale pura, e da queste alla cabina di ricezione e smistamento “MTR”.

L’uscita AT del trasformatore di ciascuna cabina sarà collegata allo scomparto ad esso dedicato all’interno del quadro AT con successiva ripartenza verso la cabina successiva o verso la cabina di ricezione e smistamento AT a seconda della cabina.

#### 5.5 Trasformatore AT/BT e quadro Aux.

A monte del trasformatore MT/BT è prevista una linea per l’alimentazione dei servizi ausiliari di cabina e dell’intero impianto che andrà a confluire in un quadro elettrico specifico.


L’alimentazione in BT dei servizi ausiliari sarà consentita tramite la presenza di un trasformatore MT/BT (6/0,4 kV) di taglia nominale di 50 kVA.

#### 5.6 Cabina di ricezione e trasmissione


La cabina di ricezione e trasmissione ha la principale funzione di effettuare il parallelo tra i rami di impianto provenienti dal collegamento delle cabine di trasformazione e, inoltre, afferirà allo stesso quadro il ramo proveniente dal sistema di accumulo BESS, coerentemente a quanto riportato nello schema unifilare.

La Cabina sarà del tipo prefabbricato in CLS o in metallo tipo “container” ed avrà le dimensioni riportate nella tavola di dettaglio dedicata “PARTICOLARI CABINA DI RICEZIONE E TRASMISSIONE” (rif. TAV\_EL\_05 – CAB).

Visto il livello di tensione di esercizio (36 kV) i quadri dovranno avere tensione di isolamento minima di 40,5 kV. Al fine di limitare gli spazi verranno scelti dei quadri isolati in gas (SF6) e gli interruttori potranno essere in vuoto o anch’essi in SF6.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 28 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Il quadro AT della cabina di ricezione e trasmissione MTR sarà equipaggiato con: un interruttore automatico con la funzione di dispositivo generale ('DG') sul quale interviene la protezione generale ('SPG') dell'impianto, una cella misure, una cella arrivo, e una cella per ogni ramo in partenza dalla cabina oltrechè la cella per l'alimentazione del trasformatore dei servizi ausiliari e delle celle riserva. La linea di collegamento AT tra cabina di ricezione e trasmissione e il punto di connessione sarà realizzata con cavo in alluminio entro idoneo cavidotto che tuttavia non è oggetto di questa relazione.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 29 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

## 6 DIMENSIONAMENTO ELETTRICO.

Sulla base dei componenti sopra indicati, si riportano i calcoli di dimensionamento atti a verificare se tutti i componenti del generatore fotovoltaico sono correttamente accoppiati; inoltre, vengono definite le sezioni dei conduttori da impiegare in modo da verificare le portate degli stessi conduttori e la caduta di tensione.

### 6.1 Dati del sistema di alimentazione.

Si riportano di seguito i parametri di Rete assunti nella presente relazione:

- tensione nominale 36 kV;
- frequenza nominale 50 Hz;
- corrente di cortocircuito alla sbarra AT 25 kA;
- tensione massima 36 kV;
- tensione di tenuta a frequenza industriale 50 kV;
- tensione di tenuta a impulso 125 kV;
- stato del neutro: A terra;
- corrente di cc 20 kA;
- tempo di eliminazione del guasto monofase a terra <0,4 s.

In aggiunta ai suddetti valori, sono rilevanti ai fini del dimensionamento i dati relativi al trasformatore MT/BT:

- potenza nominale 6,800 kVA @40°C;
- tensione nominale primaria 36 kV;
- tensione nominale secondaria 0,8 kV;
- tipo isolamento Mineral Oil (PCB Free);
- tensione di cortocircuito 7,5%;
- simbolo di collegamento Dyn11.

### 6.2 Dimensionamento dei conduttori in BT.

Il dimensionamento dei conduttori viene eseguito in base a due criteri: criterio della caduta di tensione e criterio dell'energia passante.


Relativamente alla caduta di tensione, la normativa non prevede specifici valori per gli impianti fotovoltaici; tuttavia, è buona prassi limitare la caduta di tensione totale in CC a valori prossimi al 2% nella quasi totalità dei circuiti.

Il calcolo della caduta di tensione nei diversi tratti è eseguito applicando l'espressione:

$$\Delta V = \frac{2xIxL\varphi}{S}$$

dove:

- I = l'intensità della corrente in A;

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 30 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- L = la lunghezza del cavo in m;
- S = la sezione del cavo in mm<sup>2</sup>;
- r = la resistività (rame 0,01725 ed alluminio 0,028 Ωmm<sup>2</sup>/m).

Relativamente al criterio termico per i singoli conduttori, si fa riferimento come corrente di impiego I<sub>b</sub> alla corrente di cortocircuito (la massima che può percorrere il circuito) maggiorata del 10%, che dovrà essere inferiore alla portata del conduttore scelto calcolata con la seguente espressione:

$$I_z = I_{ox} k_1 k_2$$

Si assume la portata del cavo in aria a 30°C con il fattore di correzione di temperatura K1 pari a 1 per e K2 pari a 0,8 e al massimo un fascio composto da 3 circuiti posati entro cavidotto.

La protezione dal sovraccarico e dal corto circuito deve essere garantita sia per i cavi che per i moduli. Relativamente ai cavi, il dimensionamento è stato eseguito considerando come corrente di impiego la corrente di cortocircuito, pertanto gli stessi risultano dimensionati per la massima corrente che si può verificare in caso di guasto (non sono necessari altri accorgimenti).

I moduli sono protetti mediante i fusibili previsti per ciascuna stringa all'interno del quadro di campo; la loro corrente nominale risulta inferiore alla corrente di cortocircuito di una stringa e, pertanto, idonea a garantire la protezione dei moduli che tollerano sempre una corrente inversa (quella che li interessa in caso di cortocircuito) superiore a 2 volte la corrente di cortocircuito del modulo (che è pari alla corrente di cortocircuito della stringa).


Si riporta di seguito la lista dei cavi CC e CA previsti da progetto, con la relativa portata e caduta di tensione.

Il dimensionamento prevede come sezione minima di cavi in bassa tensione AC, in partenza dai singoli inverter ai quadri di parallelo, installati all'interno delle cabine di trasformazione, aventi una sezione minima di 120mmq.

### 6.3 Accoppiamento generatore fotovoltaico – inverter.

Le condizioni da rispettare nell'accoppiamento generatore fotovoltaico inverter sono costituite dalla relazione di una terna di grandezze relativa all'inverter con la terna di grandezze relative al generatore:

<b>TERNA INVERTER</b>	
V <sub>max</sub>	Massima tensione ammissibile ai morsetti dell'inverter
V <sub>MPPTmin</sub>	Minimo valore dell'intervallo di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
V <sub>MPPTmax</sub>	Massimo valore dell'intervallo di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
<b>TERNA GENERATORE</b>	
V <sub>OC(Tmin)</sub>	Tensione della stringa a circuito aperto alla minima temperatura esterna
V <sub>MPP(Tmax)</sub>	Tensione di uscita del campo alla massima temperatura esterna

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 31 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

$V_{MPP(Tmin)}$	Tensione di uscita del campo alla minima temperatura esterna
-----------------	--

Le condizioni da rispettare sono le seguenti:

- $V_{OC}(Tmin) < V_{max}$
- $V_{MPP}(Tmax) > V_{MPP}(Tmin)$
- $V_{MPP}(Tmin) < V_{MPP}(Tmax)$

Nella tabella seguente si riportano i valori limite per la scelta dell'inverter accoppiato alla tipologia di modulo e alla configurazione sopra indicata:


			N° moduli per stringa	30
<b>1) Calcolo della tensione a circuito aperto a -10°C: VOC (-10°C) = 45,60*(1+(-10-25)*(-0,25%))</b>	49,7496	V		
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @-10°C [Vdc] <1500				1492,488
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @-10°C [Vdc] <1200				1492,488
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @-10°C [Vdc] <1080				1492,488

<b>2) Calcolo della tensione a circuito aperto a 70°C: VOC (70°C) = 45,60*(1+(70-25)*(-0,25%))</b>	40,2648	V		30
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @70°C [Vdc] <1500				1207,944
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @70°C [Vdc] <1200				1207,944
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @70°C [Vdc] <1080				1207,944

<b>3) Calcolo della tensione a circuito aperto a 50°C: VOC (50°C) = 45,60*(1+(50-25)*(-0,25%))</b>	42,636	V		30
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @50°C [Vdc] <1500				1279,08
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @50°C [Vdc] <1200				1279,08
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @50°C [Vdc] <900				1279,08

<b>3) Calcolo della tensione a circuito aperto a 25°C: VOC (50°C) = 45,60*(1+(25-25)*(-0,25%))</b>	45,6	V		30
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @25°C [Vdc] <1500				1368



 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 32 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @25°C [Vdc] <1200	<b>1368</b>
VERIFICA Voc_Max: Tensione a vuoto stringa (# moduli) @25°C [Vdc] <1080	<b>1368</b>

<b>1) Calcolo della tensione VMPP a -10°C: Vmpp (-10°C) = 38,50*(1+(-10-25) *(-0,30%))</b>	43,0815	V		<b>30</b>
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @-10°C [Vdc]<1500				1292,445
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @-10°C [Vdc]<1200				1292,445
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @-10°C [Vdc]<1080				1292,445

<b>2) Calcolo della tensione VMPP a 50°C: Vmpp (50°C) = 38,50*(1+(50-25) *(-0,30%))</b>	35,2275	V		<b>30</b>
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @50°C [Vdc]<1500				1056,825
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @50°C [Vdc]<1200				1056,825
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @50°C [Vdc]<1080				1056,825

<b>3) Calcolo della tensione VMPP a 70°C: Vmpp (70°C) = 38,50*(1+(70-25) *(-0,30%))</b>	32,6095	V		<b>30</b>
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @70°C [Vdc]>500				978,285
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @70°C [Vdc]>880				978,285
VERIFICA Vmp_Max: Tensione mp stringa (# moduli) @70°C [Vdc]>880				978,285


#### 6.4 Dimensionamento dei conduttori in AT.

I cavi saranno posati entro cavidotto, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. I cavi considerati nel progetto sono in rame con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR 26/45 kV) interrati. Tuttavia, in fase di progettazione esecutiva si potrebbe optare per una scelta diversa, ad esempio scegliendo cavi in alluminio, a seconda della disponibilità sul mercato.

Per quanto riguarda i cavi di collegamento tra le cabine di trasformazione e tra queste e la cabina di ricezione e smistamento i cavi avranno le sezioni seguenti e saranno posati interrati entro tubo ad una profondità di 1,2 m e 1,4m per le tratte con tipici di posa che prevedono 3 o 4 terne di cavi.

Per quanto riguarda invece i cavi che dalla cabina di trasformazione terminale del sistema di accumulo, si potrebbe optare per i cavi tripolari cordati a elica al fine di limitare notevolmente le distanze limite di qualità per i campi elettromagnetici.

Per maggiori dettagli si rimanda all'allegato 1 alla presente relazione e al documento DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE CAVI REL\_SP\_DPC.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 33 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

## 6.5 Dimensionamento dei conduttori in BT

I cavi in corrente alternata relativi al collegamento tra gli inverter distribuiti e il quadro di parallelo in ciascuna cabina saranno in alluminio del tipo ARG16R16 di sezione non inferiore a 120 mm<sup>2</sup>.

Per quanto riguarda i cavi in corrente continua, saranno tutti del tipo H1Z2Z2-K di sezione non inferiore a 6 mm<sup>2</sup> e non superiore a 10. Tali sezioni permetteranno di mantenere la caduta di tensione entro il 2% mantenendo la lunghezza massima delle stringhe intorno ai 200 m. Per tratte superiori a 200m sarà necessario utilizzare cavi da 10 mm<sup>2</sup>.

## 6.6 Impianto generale di terra.

L'impianto di terra da realizzare deve soddisfare le disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente in materia; in particolare, si ricorda che l'impianto di terra è costituito dall'intero sistema di conduttori, giunzioni, dispersori al fine di assicurare alla corrente di guasto un ritorno verso terra, attraverso una bassa impedenza. In questo caso specifico l'impianto di terra verrà realizzato secondo quanto indicato nella tavola "TAV\_EL\_09 -MT".

### 6.6.1 Conduttori di terra.


I conduttori di terra dovranno essere realizzati con conduttori in rame isolato avente sezioni minime, come di riportato di seguito, e dovranno garantire la resistenza meccanica e alla corrosione dei conduttori di terra:

- collegamento piastine di derivazione 95 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione);
- collegamento quadri elettrici 95 mm<sup>2</sup> (n° 2 conduttori derivati dalla sbarra di terra);
- macchinario elettrico 16 mm<sup>2</sup>;
- apparecchiature mobili 16 mm<sup>2</sup>;
- quadri e/o centralini luce 16 mm<sup>2</sup>;
- rack, tralicci, cancelli, recinzioni, incastellature metalliche 50 mm<sup>2</sup> (punti di attacco uno ogni 20 metri);
- ponticelli di continuità (protezione scariche atmosferiche) 70 mm<sup>2</sup>;
- paline per illuminazione 16 mm<sup>2</sup>;
- trasformatori MT/BT 185 mm<sup>2</sup> (n°3 punti di connessione);
- quadri di media 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione);
- altri quadri bassa tensione ed inverter 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione).

### 6.6.2 Conduttori equipotenziali

Dai collettori alle apparecchiature dovranno essere realizzati i collegamenti equipotenziali, con conduttori di tipo N07G9-K, aventi sezione non inferiore a quelli riportati di seguito:

- trasformatori MT/BT 185 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione al centro stella e n°1 punto di connessione alla struttura);

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 34 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

- quadri AT 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione);
- altri eventuali quadri in BT 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione).

## 7 Descrizione sistema di accumulo a batterie “BESS – Battery energy System”

E' prevista l'installazione di un sistema di accumulo di energia elettrica, tramite un sistema BEES (Battery Energy Storage System) la cui immissione in rete sarà gestita da un Energy Management System (EMS) che consentirà l'immissione in rete dell'energia accumulata solo limitatamente alla potenza di immissione. Ovvero, la potenza immessa in rete non supererà MAI quella effettivamente dichiarata e richiesta tramite la soluzione tecnica minima generale (STMG) emessa dal gestore della rete, anche durante le ore in cui l'impianto fotovoltaico produce energia.

Il sistema BESS è costituito da 26 unità di stoccaggio dell'energia (container Batterie, aventi ciascuna una potenza nominale di 1,35 MW e una capacità di 2,75 MWh del tipo “All-in one” che contengono sia i dispositivi di condizionamento della potenza (convertitori, regolatori di carica, trasformatori) che le batterie per lo stoccaggio dell'energia.

### System Parameters

DC Data	
Cell chemistry	LFP
Rated capacity (cell)	280Ah
Rated voltage (cell)	3.2V
Configuration of system	8x1P414S
DC usable capacity @ FAT	2.75MWh
Battery Voltage Range	1159.2V-1490.4V
Nominal Power	1.375MW
Charging/Discharging Mode	0.5P
General Data	
Dimensions of ESS unit (WxDxH)	6058 x 2438 x 2896 mm
Weight of ESS unit	30 tons
IP rating	IP55
Operating ambient temperature range	-30°C to 55°C
Relative humidity	≤95%RH
Cooling concept	Liquid Cooling
Fire suppression system	Multiple sensor Detection
Auxiliary power interface	AC480V/60Hz, 3 phase 5 wire
communication interfaces	Modbus TCP/IP
Communication protocols	Ethernet
Altitude	<2000m
Seismic Parameters	Zone4
Certifications	UL1973, UL9540, UL9540A, UN 38.3

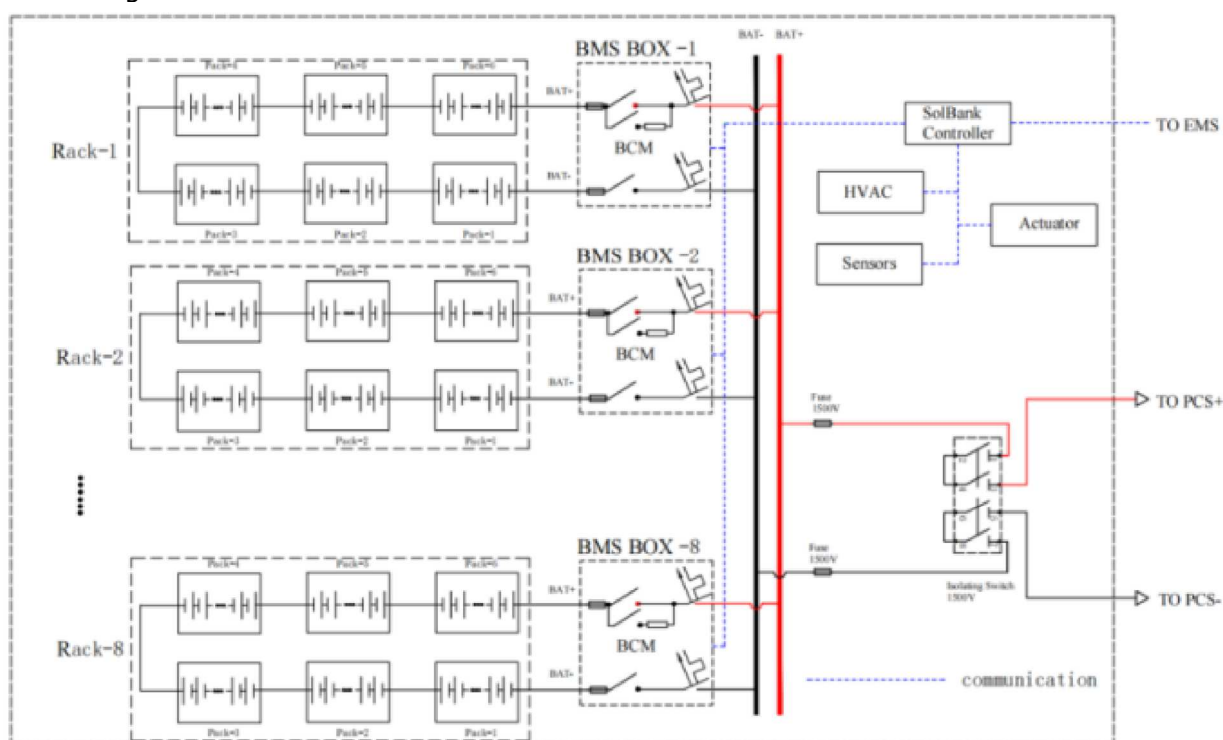
Complessivamente il sistema di accumulo avrà una potenza nominale di 35,12 MVA e una capacità di accumulo di 71,5 MWh. Il sistema sarà costituito da 8 unità inverter da 4390 kVA che verranno collegati a due a due alla relativa cabina di trasformazione (MV Switchgear) che

avranno la funzione di trasformare la tensione dal livello di tensione di uscita degli inverter (BT, 690V) sino alla tensione AT di 36 kV. Le cabine inoltre sono equipaggiate con quadri di AT attraverso i quali saranno collegate l'una all'altra in entra-esce, secondo uno schema radiale puro, e da queste al quadro di media alta tensione della cabina di ricezione e trasmissione di impianto per l'immissione dell'energia in rete.


### Sistema di accumulo BESS

Denominazione	Quantità	Pn mod. Batt [kW]	Capacità nom mod. Batteria	Potenza tot. BESS [kW]	Capacità tot BESS [kWh]
Moduli batterie	26	1375	2750	35750	71500
Inverter	8	4390	Pn AC [Kw]	<b>35120</b>	
Cabine TRAFO	4	8780	Potenza accumulo complessiva	<b>35120</b>	<b>71500</b>

Ciascuna unità "Storage" è costituita al suo interno dal collegamento di moduli batterie elementari posizionate in rack e collegate tra loro in serie parallelo secondo il diagramma circuitale seguente:



Il Sistema di accumulo BESS così costituito sarà posizionato in un'area dedicata, così come indicate nelle tavole grafiche (vedi planimetria generale rif. TAV\_FV\_01 - PLAN\_GEN e DETTAGLI APPARECCHIATURE STORAGE rif. TAV\_EL\_08 -STORAG ), esso potrà operare come sistema integrato all'impianto FV al fine di accumulare una parte della produzione del medesimo, non dispacciata in rete e rilasciarla in orari in cui l'impianto FV non è in produzione o ha una produzione limitata. L'impianto di accumulo, inoltre potrà operare in maniera indipendente al fine di fornire servizi ancillari alla rete operando sui mercati dell'energia elettrica e dei servizi, in particolare come arbitraggio sul MGP (Mercato del


 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 36 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Giorno Prima) e sul MI (Mercato Infragiornaliero) e come Riserva Primaria, Riserva Secondaria, Riserva Terziaria sul MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento) e partecipare ai progetti speciali che verranno banditi dal gestore della rete di trasmissione o dagli operatori della rete di distribuzione negli anni a venire per l'approvvigionamento di nuovi servizi di rete. Infine, l'Impianto di accumulo, con l'impianto di produzione FV, potrà partecipare al mercato della capacità.

Per maggiori dettagli si rimanda allo schema unifilare "TAV\_EL\_01 - UNIF" di impianto e alle tavole dedicate "TAV\_EL\_08 -STORAG".

### 7.1.1 Dimensionamento cavi

Per quanto riguarda i cavi che da ciascuna cabina di trasformazione del sistema di accumulo convergono alla cabina di ricezione e smistamento, si prega di fare riferimento al documento "DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE CAVI - REL\_SP\_DPC".

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 37 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

## 8 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

Nell'impianto sarà presente un impianto di illuminazione all'interno e all'esterno di ciascuna cabina di trasformazione, atta a garantire il livello di illuminazione minimo di sicurezza per le persone.

Sarà inoltre previsto un sistema di illuminazione esterna del tipo stradale atta a garantire livelli minimi di illuminazione di sicurezza nel rispetto della normativa vigente e secondo il tipo di attività svolta nell'impianto. La disposizione degli apparecchi illuminati seguirà il profilo della recinzione e saranno installati su pali. E' prevista anche l'installazione in punti interni all'impianto in posizione tale da non creare ombreggiamenti indesiderati. Per maggiori dettagli si rimanda al documento DETTAGLI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA (Rif. TAV\_PART\_05 - ILL-VID).

Il presente capitolo prevede la fornitura in opera di tutti i materiali e le apparecchiature necessarie alla realizzazione dell'impianto elettrico di illuminazione inerente all'area in cui verrà realizzato l'impianto fotovoltaico e seguirà le norme CEI e le leggi vigenti.

### 8.1 Descrizione Delle Opere

L'alimentazione dell'impianto di illuminazione interno ed esterno a ciascuna cabina avverrà attraverso il quadro dei servizi ausiliari di ciascuna cabina; Il relativo quadro di alimentazione sarà dotato di limitatori di sovratensione con morsetto ad innesto per tele segnalamento, interruttori di protezione magnetotermici-differenziali, morsetti e ausiliari per il controllo degli interruttori, orologio digitale astronomico.


Da ciascuna cabina verrà alimentato l'impianto di illuminazione relativo alla porzione di impianto a cui è asservita. Dal quadro ausiliari della cabina verrà derivata:

- 1 linea di illuminazione Viabilità protetta da interruttore magnetotermico  $I_n=4x32A$  curva C, e interruttore differenziale con  $I_{dn}=0,3A$ ,  $I_{cc}=10kA$ ;

Il controllo e accensione delle linee avverrà dai contattori in serie alle protezioni comandati da orologio digitale astronomico, secondo le indicazioni che fornirà la proprietà. Il quadro elettrico dovrà essere dotato di certificato di collaudo secondo le norme CEI EN 61439-1 (CEI 17-113), EN 61439-2 (CEI 17-114) ed in particolar modo dovranno essere effettuate le prove di funzionalità, tenuta dell'isolamento ad alta tensione, resistenza di isolamento, etc.

### 8.2 Linee Di Distribuzione

Il diametro interno del tubo, deve essere almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto dal fascio di cavi. I cavi derivati dalla linea dorsale appartenenti a circuiti di categoria diversa dovranno avere canalizzazioni e scatole di derivazione indipendenti dagli altri circuiti.

 <b>Beta Toro S.r.l.</b>	Impianto Fotovoltaico 42312,6 kWp Cheremule (SS) Relazione Tecnica Impianto/Elettrica	Pagina 38 / 39	
		Progetto	Numero Revisione
		Definitivo	00

Le tubazioni devono fare capo a pozzetti d'ispezione e di infilaggio con fondo perpende di adeguate dimensioni; il diametro interno del tubo deve essere almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto dal fascio di cavi. I cavi saranno del tipo FG16OR16.

### 8.3 Armature e lampade

Le armature oggetto del presente progetto sono state scelte in virtù della tipologia e delle caratteristiche illuminotecniche dell'area da illuminare, dopo averne verificato la compatibilità con le vigenti Norme di riferimento in termini di livelli di illuminazione minima necessaria in relazione al luogo e alle attività in esso svolte. La quantità e la disposizione delle lampade sono indicate nell'elaborato "DETTAGLI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA (Rif. TAV\_PART\_05 - ILL-VID).

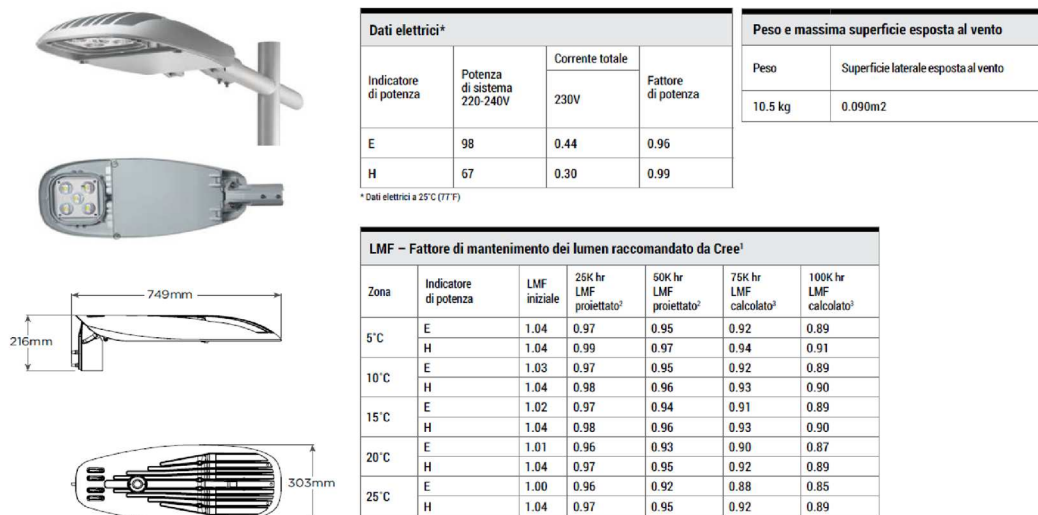


Figura 1 - Armatura colpi illuminanti

- Temperatura di colore 4000K.
- Fattore di potenza: > 0,9 a pieno carico.
  - o Grado di protezione IP66 Norma IEC 60529
  - o Conforme a EN 60598-1; EN 60598-2-3.
- Tensione di ingresso: 220-240V e 120-277V, 50/60Hz. Distorsione armonica totale: < 20% a pieno carico.
- Conforme CE e ENEC
- Resistenza dell'apparecchio d'illuminazione e della finitura testata per sopportare 5000 ore in nebbia salina secondo lo standard ASTM B 117.
- Conforme alle direttive RoHS
- Classe di isolamento 2.
- Light bar composta da 10 o 20 LED testati con le singole ottiche in conformità alla Normativa CEI EN 62471 per la sicurezza fotobiologica delle lampade e dei sistemi di lampada. Sistema modulare da 20 a 120 LED. Alimentazione interna in corrente continua a 700mA (versione standard) attraverso driver elettronico a lunga durata.
- L'apparecchio è disponibile anche con correnti di alimentazione di 350mA e 525mA. • 40 led - 2 Moduli (Light bar) composti da 20 LED - Potenze: 46W (@350mA), 70W (@525mA) e 91W (@700mA)
- L70>129.000 ore (@700mA, Tamb=25 C). In accordo con LM80 e TM21. • Efficienza apparecchio >100 lumen/watt
- Possibilità di regolazione del flusso luminoso: mezzanotte virtuale riprogrammabile o fissa.

9 ALLEGATO 1

Calcoli dimensionamento Cavi AT																														
Identificazione Cavo	PV PLANT	Dati						Dati del cavo						Dati della portata I eff			Caratteristiche delle protezioni			DV-DV% (S)		Sovraccarico e corto circuito						Controllo delle perdite		
		Partenza	Arrivo	Potenza [kVA]	Tensione del circuito [V]	cosφ	n.fase	Ib [A]	Formazione del cavo	Distanza [km]	Ib [A]	Fattori di correzione	Iz [A]	Tipo	In(r) [A]	Icn [kA]	DV [V]	DV% [%]	TEST on c.d.t.	TEST Ib≤Iz	TEST Ifs1,45Iz	TEST Icn≥IccM	TEST Iftsk²s²	TEST Iccm≥Irm	Perdite [%]	TEST				
									cavi x fase	S [mm²]										Tratta	Totale						perdite			
L.1.TS 1.1_TS 1.2	CHERMULE	TS 1.1	TS 1.2	6.800	36.000	0,95	3.MV	114,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,650	355	0,79	279	INT-I	138	40	24,03	406,53	0,07	0,61	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,06	OK
L.1.TS 1.2_MTR	CHERMULE	TS 1.2	MTR	13.600	36.000	0,95	3.MV	229,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	2,650	355	0,79	279	INT-I	276	40	195,95	406,53	0,54	0,61	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,50	OK
L.1.TS 1.3_TS 1.4	CHERMULE	TS 1.3	TS 1.4	6.800	36.000	0,95	3.MV	114,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,200	355	0,79	279	INT-I	138	40	7,39	206,67	0,02	0,52	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,02	OK
L.1.TS 1.4_MTR	CHERMULE	TS 1.4	MTR	13.600	36.000	0,95	3.MV	229,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	2,450	355	0,79	279	INT-I	276	40	181,16	206,67	0,50	0,52	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,46	OK
L.2.TS 2.1_TS 1.2	CHERMULE	TS 2.1	TS 2.2	6.800	36.000	0,95	3.MV	114,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,490	355	0,79	279	INT-I	138	40	18,12	70,61	0,05	0,12	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,05	OK
L.2.TS 2.2_MTR	CHERMULE	TS 2.2	MTR	13.600	36.000	0,95	3.MV	229,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,360	355	0,79	279	INT-I	276	40	26,62	70,61	0,07	0,12	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,07	OK
L.2.TS 2.3_TS 2.4	CHERMULE	TS 2.3	TS 2.4	6.800	36.000	0,95	3.MV	114,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,260	355	0,79	279	INT-I	138	40	9,61	26,83	0,03	0,08	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,02	OK
L.2.TS 2.4_MTR	CHERMULE	TS 2.4	MTR	13.600	36.000	0,95	3.MV	229,9	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,220	355	0,79	279	INT-I	276	40	16,27	26,83	0,05	0,08	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,04	OK
L.3.TS 1 BESS_TS 2 BESS	CHERMULE	TS1 -BESS	TS2-BESS	8.780	36.000	0,95	3.MV	148,4	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,020	355	0,87	310	INT-I	223	40	0,95	10,84	0,00	0,06	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,00	OK
L.3.TS 2 BESS_TS3 BESS	CHERMULE	TS2-BESS	TS3-BESS	17.560	36.000	0,95	3.MV	296,8	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	1	120	0,020	355	0,87	310	INT-I	223	40	1,91	10,84	0,01	0,06	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,00	OK
L.3.TS 3 BESS_TS 4 BESS	CHERMULE	TS3-BESS	TS4-BESS	26.340	36.000	0,95	3.MV	445,2	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	2	150	0,020	385	0,87	673	INT-I	223	40	2,39	10,84	0,01	0,06	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,01	OK
L.4.TS 3 BESS_MTR	CHERMULE	TS4-BESS	MTR	35.120	36.000	0,95	3.MV	593,6	Cu. ALTA TENSIONE Uo/U : 26/45 kV - U max : 52 kV	2	150	0,035	385	0,79	606	INT-I	223	40	5,58	10,84	0,02	0,06	OK	OK	OK	OK	OK	OK	0,01	OK