



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI CALTANISSETTA  
 COMUNE DI MAZZARINO



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MAZZARINO (CL), IN CONTRADA "PIANO LAGO" DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 50 MW DENOMINATO "ZIGOLO HV"

PROGETTO DEFINITIVO

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE  
 DEGLI ELEMENTI TECNICI



IMPIANTO  
 AGRIVOLTAICO  
 AVANZATO

LAOR  
 (Land Area  
 Occupation Ratio)  
 20%

| LIV. PROG. | COD. PRATICA TERNA | CODICE ELABORATO | TAVOLA | DATA       | SCALA |
|------------|--------------------|------------------|--------|------------|-------|
| PD         | 202203183          | ZIGOLOHV_B31     |        | 08.05.2024 | -     |

REVISIONI

| REV. | DATA | DESCRIZIONE | ESEGUITO | VERIFICATO | APPROVATO |
|------|------|-------------|----------|------------|-----------|
|      |      |             |          |            |           |
|      |      |             |          |            |           |

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

**HF SOLAR 19 S.r.l.**

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

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

Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. A. Calandrino  
 Arch. G. Vella  
 Dott. Agr. B. Miciluzzo  
 Dott. Biol. M. Casisa

**HORIZONFIRM S.r.l.** - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
 PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica  
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica  
denominato  
“Zigolo HV”**

**Codice di Rintracciabilità “202203183”**

***Disciplinare descrittivo e prestazionale  
degli elementi tecnici***

***Potenza del generatore fotovoltaico = 53.353,36 kWp***

***Potenza nominale impianto = 50.000 kW***

***Potenza in immissione concessa = 50.000 kW***

## **Sommario**

|   |    |
|---|----|
| <b>1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI</b> .....  | 3  |
| <b>1.1 Generalità</b> .....   | 3  |
| <b>1.2 Layout di impianto</b> .....   | 8  |
| <b>2. CARATTERISTICHE TECNICHE</b> .....  | 11 |
| <b>2.1 Moduli fotovoltaici</b> .....  | 11 |
| <b>2.2 Strutture di supporto</b> .....  | 13 |
| <b>2.3 Cavi BT</b> .....  | 15 |
| <b>2.4 Quadri parallelo stringhe</b> .....  | 17 |
| <b>2.5 Power Station</b> .....  | 18 |
| <b>2.6 Dispositivi di generatore DDG</b> .....  | 21 |
| <b>2.7 Trasformatori AT/BT</b> .....  | 22 |
| <b>2.8 Linee elettriche a 36kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori</b> ..... | 22 |
| <b>2.11 Quadro servizi ausiliari</b> .....  | 28 |
| <b>2.12 Gruppi di misura dell'energia</b> .....   | 29 |
| <b>2.13 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto</b> .....                                  | 29 |
| <b>3. SICUREZZA ELETTRICA</b> .....   | 32 |
| <b>3.1 Protezione dalle sovracorrenti</b> .....   | 32 |
| <b>3.2 Protezione contro i contatti diretti</b> .....   | 32 |
| <b>3.3 Protezione contro i contatti indiretti</b> .....   | 32 |

# **1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI**

## **1.1 Generalità**

La Società "Horizon Firm S.r.l." intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate il progetto in esame prevede la realizzazione di impianto Agro -fotovoltaico, denominato "Zigolo HV", sito nel territorio comunale di Mazzarino (CL) in località "Contrada Piano Lago" su quattro lotti di terreno distinti catastalmente come segue:

- Plot 1: Foglio 190 p.lle 10, 12, 70, 71, 80, 83, 103, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 122, 151, 154, 181, 185, 186, 188, 187, 190, 191, 192, 193 (N.C.T.) e Foglio 190 p.lle 194, 213 (N.C.F.);
- Plot 2: Foglio 191 p.lle 6, 7, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 35, 36, 37, 38; Foglio 192 p.la 34 (N.C.T.);
- Plot. 3: Foglio 193 p.lle 3, 4, 116, 120, 126, 134, 144, 154, 156, 164, 172; Foglio 194 p.lle 4, 39, 46, 52, 53, 55, 56, 54, 88 (N.C.T.);
- Plot. 4: Foglio 195 p.lle 8, 9, 10, 28, 12, 30, 31; Foglio 196 p.lle 4, 21, 20, 17, 22, 11 (N.C.T.).

Le annesse opere di connessione a 36 kV ricadono nei comuni di Mazzarino, Gela e Butera (CL).



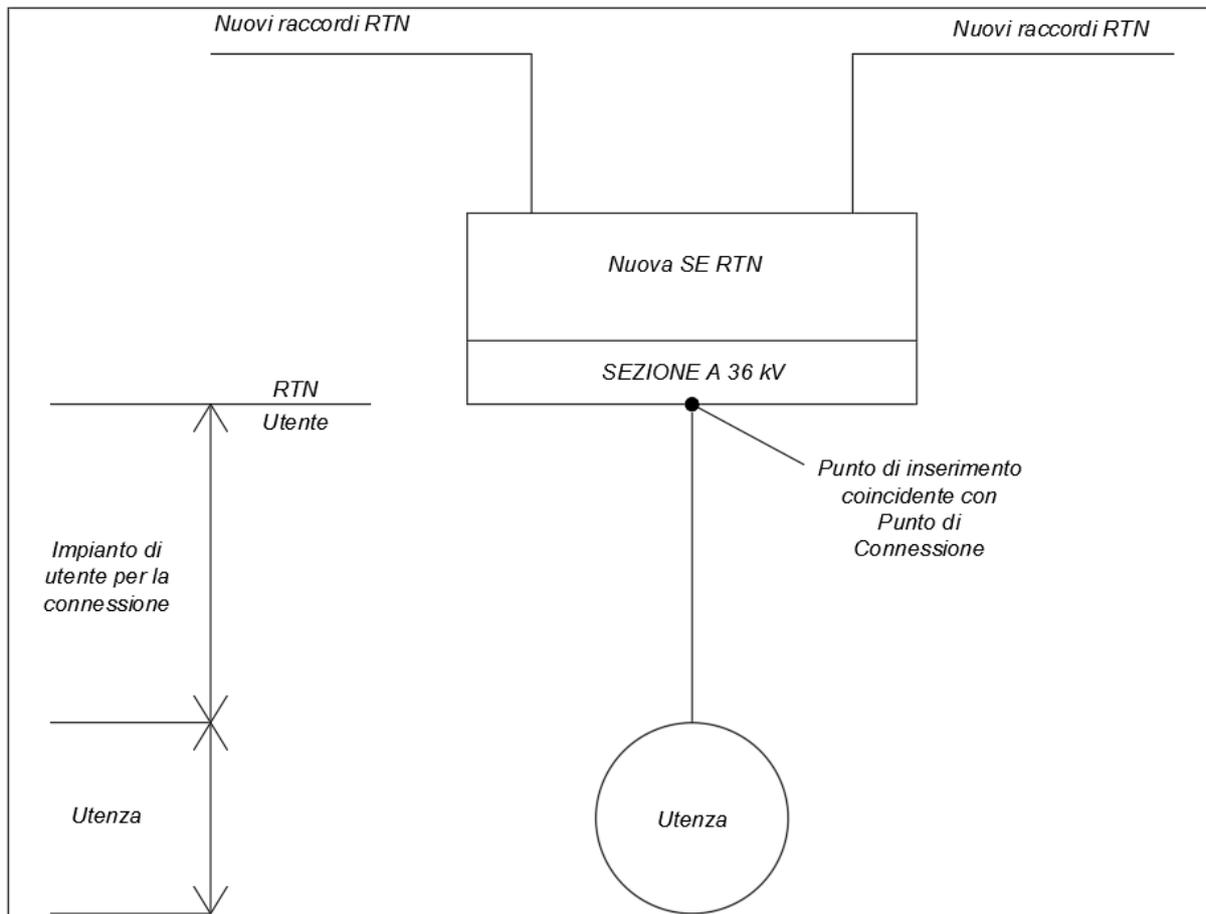
*Figura 1 - Inquadramento territoriale su ortofoto*

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 01/03/2024 ed identificato con Codice Pratica 202203183 Protocollo Terna P20240023391, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi - Favara".

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 alla 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, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come Impianto di Utenza.

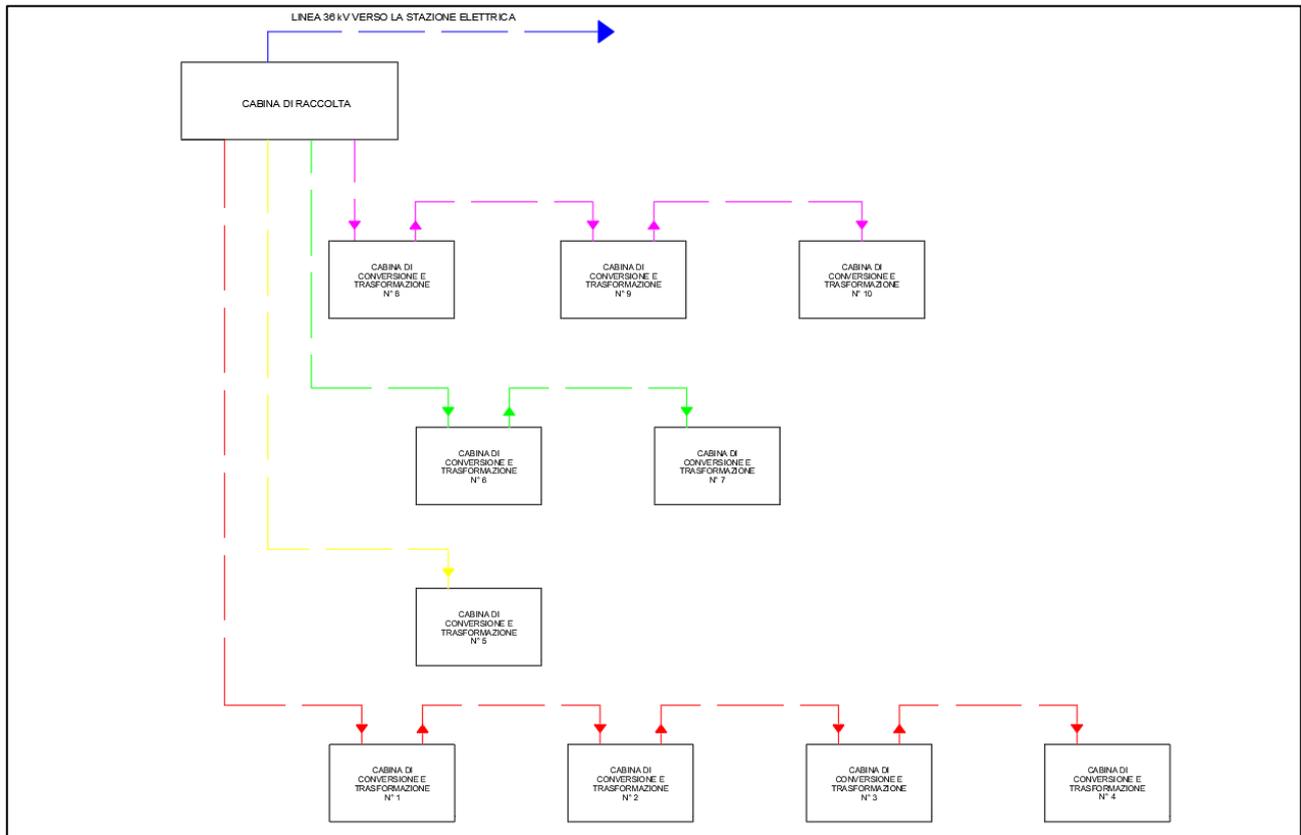
Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una futura Stazione Elettrica della RTN:



**Figura 2: inserimento di un impianto di produzione in antenna con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica RTN**



*Figura 3: inquadramento territoriale area di impianto, (confini in rosso) su ortofoto, con indicazione del tracciato della dorsale in cavo interrato a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica (campita in fucsia)*



**Figura 4: schema a blocchi**

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad Iter di Procedura Unica Ambientale, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. e ad Autorizzazione Unica, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza per la connessione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione" STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la Connessione, verrà elaborato in piena osservanza della Soluzione Tecnica Minima Generale e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull'Impianto di Utenza per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

## 1.2 Layout di impianto

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione tecnica, ha una potenza di picco pari a **53.343,36 kWp**, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli scelti, in fase di progettazione definitiva, per realizzare il generatore.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito applicando il criterio della superficie disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari delle strutture per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **720 Wp BIFACCIALI**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

L'impianto sarà suddiviso nei seguenti sottocampi:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 5.564,16 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 6.048,00 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 5.443,20 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 5.463,36 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 4.636,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 4.636,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 4.616,64 kWp

per i quali è prevista la realizzazione di altrettante Power Station. Nei locali appena citati verranno installati i quadri elettrici di alta e bassa tensione, i gruppi di conversione, il trasformatore di campo e i gruppi di misura dell'energia prodotta (per maggiori dettagli sulle dimensioni e sul posizionamento dei locali, si rimanda alle tavole allegate).

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

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;

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

Complessivamente si dovranno realizzare **2646 stringhe elettriche costituite da 28 moduli da 720Wp in serie** da distribuire sui **20 inverter Centralizzati** scelti.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi **quadri di parallelo stringhe**, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua che arriverà fino al locale inverter dove verrà eseguito il collegamento al corrispondente inverter.

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/AT.

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un trasformatore, allocato in un locale di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta denominato Power Station. Le Power Station scelte sono del tipo MV Power Station SMA 5000, ciascuna dotata di quadri elettrici AT e BT, n° 2 gruppi di conversione DC/AC centralizzati da 2500 kVA e n° 1 trasformatore BT/MT da 5000 kVA con due avvolgimenti distinti di bassa tensione.

Le cabine elettriche di conversione e trasformazione saranno disposte in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

I trasformatori dell'impianto in questione saranno alimentati, rispettivamente, ognuno da una linea elettrica di alta tensione a struttura radiale in cavo interrato **ARE4H5EX**, la quale si svilupperà secondo il tracciato indicato nelle tavole allegate.

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

- 74088 moduli fotovoltaici da 670Wp;
- 2646 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli da 720Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 20 inverter centralizzati con potenza di 2500 kVA;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 20 quadri elettrici generali di bassa tensione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di conversione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/AT;
- N° 10 Power Station ciascuna equipaggiata con un trasformatore AT/BT/BT da 5000 kVA;
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x400) mm<sup>2</sup> lunga circa 2,042 km;
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x185) mm<sup>2</sup> lunga circa 0,086 km;
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x240) mm<sup>2</sup> lunga circa 2,433 km;
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x300) mm<sup>2</sup> lunga circa 1,109 km;
- N° 1 dorsale a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 2x[3x(1x400)] mm<sup>2</sup> lunga circa 15,35 km.

## **2. CARATTERISTICHE TECNICHE**

### **2.1 Moduli fotovoltaici**

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici ***Huasun 720 Wp***” ***costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.***

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, misurate in condizioni standard **STC** (**AM=1,5; E=1000 W/m<sup>2</sup>; T=25 °C**) sono di seguito riportate:

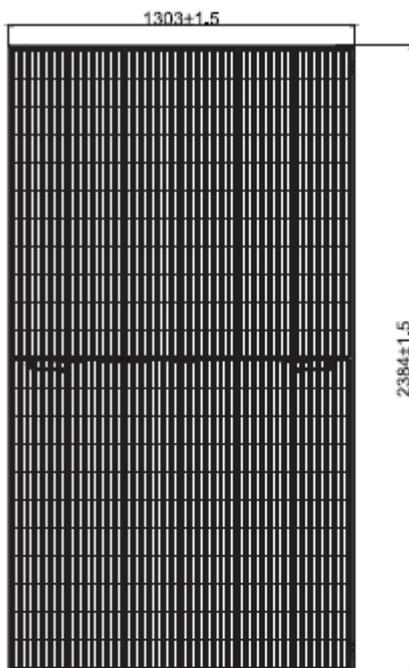
# Himalaya G12 Series 700-720W

## Ultra-high bifaciality

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

### Engineering Drawings

Unit: mm



### Electrical Characteristics (STC\*)

| HS-210-B132                                  | DSN700        | DSN705 | DSN710 | DSN715 | DSN720 |
|--|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Maximum Power (P <sub>max</sub> )            | 700W          | 705W   | 710W   | 715W   | 720W   |
| Module Efficiency (%)                        | 22.53%        | 22.70% | 22.86% | 23.02% | 23.18% |
| Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> ) | 42.10V        | 42.25V | 42.39V | 42.54V | 42.68V |
| Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> ) | 16.63A        | 16.69A | 16.75A | 16.81A | 16.87A |
| Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )      | 50.13V        | 50.29V | 50.44V | 50.59V | 50.74V |
| Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )     | 17.43A        | 17.48A | 17.55A | 17.61A | 17.67A |
| Operating Module Temperature                 | -40 to +85 °C |        |        |        |        |
| Maximum System Voltage                       | DC1500V (IEC) |        |        |        |        |
| Maximum Series Fuse                          | 35A           |        |        |        |        |
| Power Tolerance                              | 0~+5W         |        |        |        |        |
| Bifaciality                                  | 95% ± 5%      |        |        |        |        |

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25°C, AM=1.5, Tolerance of P<sub>max</sub> is within ±3%

### BSTC\*\*

| Maximum Power (P <sub>max</sub> )            | 770W   | 775W   | 780W   | 785W   | 790W   |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> ) | 42.10V | 42.25V | 42.39V | 42.54V | 42.68V |
| Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> ) | 18.29A | 18.35A | 18.41A | 18.46A | 18.51A |
| Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )      | 50.13V | 50.29V | 50.44V | 50.59V | 50.74V |
| Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )     | 19.17A | 19.22A | 19.28A | 19.33A | 19.39A |

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 130W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, ambient temperature 25°C

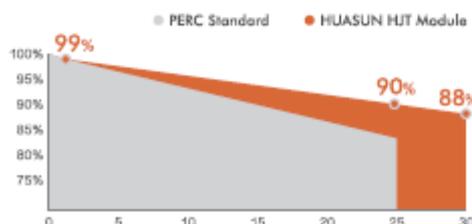
### Temperature Characteristics

|   |              |
|---|--------------|
| Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)         | 44 °C ± 2 °C |
| Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> | -0.26%/°C    |
| Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>  | -0.24%/°C    |
| Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>  | 0.04%/°C     |

### Safety & Warranty

|                      |                         |
|----------------------|-------------------------|
| Safety Class         | Class II                |
| Product Warranty     | 15 yrs Workmanship      |
| Performance Warranty | 30 yrs Linear Warranty* |

\* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



\* Refer to HUASUN standard warranty for details

### Mechanical Characteristics

|                  |   |
|------------------|---|
| Cell Type        | HJT Mono 210 × 105mm  |
| Cell Connection  | 132 (6 × 22)  |
| Module Dimension | 2384 × 1303 × 35 mm   |
| Weight           | 37.6 kg   |
| Junction Box     | IP68  |
| Output Cable     | 4mm <sup>2</sup> , 300mm in length, length can be customized / UV resistant |
| Connectors Type  | MC4 compatible  |
| Frame            | Composite coating   |
| Front Load       | 2400 Pa   |
| Rear Load        | 2400 Pa   |
| Glass Thickness  | Double glass, 2.0mm   |

### Shipping Configurations

|                             |     |
|-----------------------------|-----|
| Container Size              | 40' |
| Pallets Per Container       | 18  |
| Modules Per Pallet (pcs)    | 31  |
| Modules Per Container (pcs) | 558 |

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.  
All rights reserved © 2020-2023  
File No. HS-T2-SM-0008 Ver. 2.0 Page 2 of 2

NO.99 Qinglu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China  
Tel: 0086-563-4318095 www.huasunsolar.com  
sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

Figura 5: caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

## 2.2 Strutture di supporto

L'impianto progettato si avvale di strutture fotovoltaiche sub verticali fisse disposte secondo un orientamento est-ovest e con una distanza tra le file di circa 5 m; dette strutture di sostegno ai moduli fotovoltaici, che avranno un'inclinazione di 55° rispetto all'orizzontale, saranno caratterizzate da un'altezza minima tale da consentire la continuità delle attività agricole o zootecniche anche sotto ai moduli fotovoltaici, variabile a seconda del Plot considerato e della corrispondente soluzione agrivoltaica prevista:

- all'interno dei Plot 1 e 4 saranno inserite strutture aventi altezza minima dei moduli fotovoltaici di 1,30 m poiché in essi sono previste attività di zootecnia ed in questo modo verrà consentito il passaggio con continuità dei capi di bestiame;
- nei Plot 2 e 3 i moduli avranno altezza minima da terra di circa 2,10 m a per consentire, invece, l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione.

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

Le strutture di sostegno dei moduli sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

Si tratta di una struttura metallica costituita essenzialmente da:

- Il corpo di sostegno disponibile come sostegno singolo o articolato a seconda del numero di moduli da applicare. La leggerezza dell'alluminio e la robustezza dell'acciaio raggiungono un'ottima combinazione e attraverso il profilo monoblocco vengono evitate ulteriori giunzioni suscettibili alla corrosione e alla maggiore applicazione;
- Le traverse sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio. Le traverse sono fissate al sostegno con particolari morsetti. Le traverse sono dotate del pregiato Klick-System;

- Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno disponibile in più lunghezze standard. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici. Rispetto ai profili laminati il risparmio di materiale è del 50%.

Sinteticamente i vantaggi della struttura utilizzata si possono così riassumere:

- Logistica
  - Alto grado di prefabbricazione;
  - Montaggio facile e veloce;
  - Componenti del sistema perfettamente integrati.
- Materiali
  - Materiale interamente metallico (alluminio/inox) con notevole aspettativa di durata;
  - Materiali altamente riciclabili;
  - Aspetto leggero dovuto alla forma dei profili ottimizzata.
- Costruzione
  - Facilità di installazione di moduli laminati o con cornice;
  - Possibilità di regolazione per terreni accidentati;
  - Facile e vantaggiosa integrazione con un sistema parafulmine.
- Calcoli statici
  - Forza di impatto del vento calcolata sulla base delle più recenti e aggiornate conoscenze scientifiche e di innovazione tecnologiche;
  - Traverse rapportate alle forze di carico;
  - Ottimizzazione di collegamento fra i vari elementi.

Per l'elaborato specifico in cui sono riportate piante, prospetti e particolari della struttura si rimanda all'elaborato Tavola sui Particolari delle strutture sub-verticali.



*Figura6: Rappresentazione della struttura di supporto*

## **2.3 Cavi BT**

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due tipologie di cavi di bassa tensione:

- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter;
- cavi elettrici di bassa tensione in c.c. per il collegamento degli ingressi in corrente continua degli inverter ai quadri di parallelo stringhe, e da questi alle stringhe fotovoltaiche.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e i quadri di campo sono previsti cavi solari in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

### **CARATTERISTICHE TECNICHE:**

- Conduttore: rame elettrolitico, stagnato, classe 5 secondo IEC 60228
- Isolante: HEPR 120 °C
- Max. tensione di funzionamento 1,5 kV CC Tensione di prova 4kV, 50 Hz, 5 min.
- Intervallo di temperatura Da - 50°C a + 120°C

- Durata di vita attesa pari a 30 anni In condizioni di stress meccanico, esposizione a raggi UV, presenza di ozono, umidità, particolari temperature.
- Verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- Resistenza alla corrosione
- Ampio intervallo di temperatura di utilizzo
- Resistenza ad abrasione
- Ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi
- Resistenza ad agenti chimici
- Facilità di assemblaggio
- Compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%. La portata dei cavi ( $I_z$ ) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

Per la realizzazione delle stringhe fotovoltaiche verranno utilizzati cavi solari H1Z2Z2-K, mentre per la realizzazione della restante parte di circuiti in corrente continua verranno utilizzati cavi elettrici ordinari, opportunamente dimensionati dal punto di vista dell'isolamento e della sollecitazione termica.

Le linee saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa adeguata. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Le modalità di posa dei cavi BT in corrente alternata (in cunicoli, tubi protettivi, sottopavimento, etc...) verranno definite in fase di progettazione esecutiva.

## 2.4 Quadri parallelo stringhe

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS verranno montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli e saranno equipaggiati con le seguenti apparecchiature:

- N. 1 IMS con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 scaricatore allo stato solido da 800Vca per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

- a) materiale antiurto ed autoestinguente;
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C;
- c) grado di protezione IP 65.

I suddetti quadri di campo realizzano il sezionamento ed il parallelo delle stringhe dei moduli provenienti dal campo fotovoltaico.

Esse disporranno al loro interno dell'elettronica necessaria per il cablaggio nonché protezione contro scariche provocate da fulmini e rotture dei moduli stessi. Dalle cassette di derivazione partiranno i cavi di collegamento (rivestiti in pvc o in gomma) fino al locale di conversione in cui sono contenuti gli inverter. Tutti i cavi utilizzati sono rispondenti alla norma CEI 20-22.

## **2.5 Power Station**

I locali di conversione e trasformazione atti ad alloggiare ognuno:

- N.2 Inverter Centralizzato e N.1 Trasformatore in resina AT/BT è denominato Power Station.

Le Power Station scelte sono del tipo MV Power Station SMA 5000, ciascuna dotata di quadri elettrici AT e BT, n° 2 gruppi di conversione DC/AC centralizzati da 2500 kVA e n° 1 trasformatore BT/MT da 5000 kVA con due avvolgimenti distinti di bassa tensione. Le grandezze nominali del componente impiegato, sono deducibili dal datasheet riportato:

# MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 6000



MVPS 4400-20 / MVPS 4950-20 / MVPS 5000-20 / MVPS 5500-20 / MVPS 6000-20

#### Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

#### Easy to Use

- Plug and play concept
- Walk-in control rooms
- Completely pre-assembled for easy setup and commissioning

#### Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 40-foot container

#### Flexible

- Global solution for international markets
- Numerous options
- Compatible with MVPS 2200 – MVPS 3000

## MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 6000

### Turnkey Solution for PV Power Plants

With the double power of the new robust central inverters, the Sunny Central or Sunny Central Storage, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. The solution is the ideal choice for new generation PV power plants operating at 1500 V<sub>DC</sub>. Delivered pre-configured in a 40-foot container, the solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk.

| Technical Data  | MV Power Station 5000                   |
|---|---|
| <b>Input (DC)</b>   |   |
| Available inverters   | 2 x SC 2500-EV or 2 x SCS 2500-EV       |
| Max. input voltage  | 1500 V                                  |
| Max. input current  | 2 x 3200 A                              |
| Number of DC inputs   | 2 x 24 double pole fused                |
| Integrated zone monitoring  | o                                       |
| Available DC fuse sizes (per input)   | 200 A, 250 A, 315 A, 350, 450 A, 500 A  |
| <b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>   |   |
| Standard power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>  | 5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA             |
| Optionale power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 50°C / at 55°C) <sup>1)</sup> | 5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA             |
| Typical nominal AC voltages   | 11 kV to 35 kV                          |
| AC power frequency  | 50 Hz / 60 Hz                           |
| Transformer vector group Dy11y11 / YNd11d11   | ● / o                                   |
| Transformer cooling methods ONAF <sup>2)</sup> / KNAF <sup>2)</sup>                                   | ● / o                                   |
| Max. output current at 33 kV  | 88 A                                    |
| Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV  | 3.1 kW / 4.0 kW                         |
| Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV  | 37.5 kW / 37.5 kW                       |
| Max. total harmonic distortion  | < 3%                                    |
| Reactive power feed-in  | o up to 60% of AC power                 |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable                                    | 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited |
| <b>Inverter efficiency</b>  |   |
| Max. efficiency <sup>3)</sup>   | 98.6%                                   |
| European efficiency <sup>3)</sup>   | 98.3%                                   |
| CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>   | 98.0%                                   |
| <b>Protective devices</b>   |   |
| Input-side disconnection point  | DC load-break switch                    |
| Output-side disconnection point   | Medium-voltage vacuum circuit breaker   |
| DC overvoltage protection   | Surge arrester type I                   |
| Galvanic isolation  | ●                                       |
| Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)                  | IAC A 20kA 1s                           |
| <b>General Data</b>   |   |
| Dimensions of the 40-foot High Cube ISO container (W / H / D) <sup>5)</sup>                           | 12192 mm / 2895 mm / 2438 mm            |
| Weight  | < 26 t                                  |
| Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>  | < 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW         |
| Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>   | < 740 W                                 |
| Degree of protection according to IEC 60529   | Control rooms IP23D, it                 |
| Environment: standard / chemically active / dusty   | ● / o / o                               |
| Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)                      | ● / o / o                               |
| Maximum permissible value for relative humidity   | 15% to 95%                              |
| Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000                          | ● / o                                   |
| Fresh air consumption of inverter and transformer   | 20000 m <sup>3</sup> /h                 |

*Figura 7: Datasheet Power Station*

In totale nell'impianto saranno presenti 10 Power Station.

## 2.5.1 Inverter

In fase di progettazione definitiva, sono stati scelti inverter centralizzati **Sunny Central 2500-EV**, ad ognuno dei quali confluirà il relativo quadro di parallelo. Caratteristiche dell'inverter:

| Technical Data   | Sunny Central 2500-EV  | Sunny Central 2750-EV                  | Sunny Central 3000-EV                  |
|--|--|--|--|
| <b>Input (DC)</b>  |  |  |  |
| MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)                                      | 850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V  | 875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V      | 956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V      |
| Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$                                 | 778 V / 928 V  | 849 V / 999 V                          | 927 V / 1077 V                         |
| Max. input voltage $V_{DC, max}$   | 1500 V   | 1500 V                                 | 1500 V                                 |
| Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)   | 3200 A / 2956 A  | 3200 A / 2956 A                        | 3200 A / 2970 A                        |
| Max. short-circuit current rating  | 6400 A   | 6400 A                                 | 6400 A                                 |
| Number of DC inputs  | 32   | 32                                     | 32                                     |
| Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)  | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>   | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup> | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup> |
| Integrated zone monitoring   | ○  | ○                                      | ○                                      |
| Available DC fuse sizes (per input)  | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A  |  |  |
| <b>Output (AC)</b>   |  |  |  |
| Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)                                     | 2500 kVA / 2250 kVA  | 2750 kVA / 2500 kVA                    | 3000 kVA / 2700 kVA                    |
| Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)                                   | 2000 kW / 1800 kW  | 2200 kW / 2000 kW                      | 2400 kW / 2160 kW                      |
| Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$                       | 2624 A   | 2646 A                                 | 2646 A                                 |
| Max. total harmonic distortion   | < 3% at nominal power  | < 3% at nominal power                  | < 3% at nominal power                  |
| Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 8)</sup>                                   | 550 V / 440 V to 660 V   | 600 V / 480 V to 690 V                 | 655 V / 524 V to 721 V <sup>9)</sup>   |
| AC power frequency   | 50 Hz / 47 Hz to 53 Hz<br>60 Hz / 57 Hz to 63 Hz                                       |  |  |
| Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>                                      | > 2  |  |  |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 11)</sup>             | ● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited<br>○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited |  |  |
| <b>Efficiency</b>  |  |  |  |
| Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup> | 98.6% / 98.3% / 98.0%  | 98.7% / 98.5% / 98.5%                  | 98.8% / 98.6% / 98.5%                  |
| <b>Protective Devices</b>  |  |  |  |
| Input-side disconnection point   | DC load-break switch   |  |  |
| Output-side disconnection point  | AC circuit breaker   |  |  |
| DC overvoltage protection  | Surge arrester, type I   |  |  |
| AC overvoltage protection (optional)   | Surge arrester, class I  |  |  |
| Lightning protection (according to IEC 62305-1)  | Lightning Protection Level III   |  |  |
| Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring   | ○ / ○  |  |  |
| Insulation monitoring  | ○  |  |  |
| Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)                | IP65 / IP34 / IP34   |  |  |
| <b>General Data</b>  |  |  |  |
| Dimensions (W / H / D)   | 2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)                                       |  |  |
| Weight   | < 3400 kg / < 7496 lb  |  |  |
| Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>        | < 8100 W / < 1800 W / < 2000 W   |  |  |
| Self-consumption (standby)   | < 370 W  |  |  |
| Internal auxiliary power supply  | Integrated 8.4 kVA transformer   |  |  |
| Operating temperature range <sup>8)</sup>  | -25 to 60 °C / -13 to 140 °F   |  |  |
| Noise emission <sup>7)</sup>   | 67.8 dB(A)   |  |  |
| Temperature range (standby)  | -40 to 60 °C / -40 to 140 °F   |  |  |
| Temperature range (storage)  | -40 to 70 °C / -40 to 158 °F   |  |  |
| Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)                       | 95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%   |  |  |

Figura 8: datasheet inverter scelti in fase di progettazione definitiva

## 2.6 Dispositivi di generatore DDG

La configurazione impiantistica adottata prevede la presenza di n°10 dispositivi di generatore la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione dalla rete, consentendo all'impianto stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

## 2.7 Trasformatori AT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica in Rete, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 36 kV.

Per conseguire questo obiettivo saranno utilizzati appositi trasformatori elevatori AT/BT.

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza isolato in resina*, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori di potenza da 5000 KVA aventi le seguenti caratteristiche:

- $A_n = 5000 \text{ kVA}$ ;
- $V_{1n} = 0,55 \text{ kV}$ ;
- $V_{2n} = 36 \text{ kV}$ ;

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

## 2.8 Linee elettriche a 36kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori

Le linee elettriche saranno derivate, ognuna, dal proprio *scomparto partenza linea* del quadro elettrico generale previsto all'interno del Locale di Raccolta ed avranno le seguenti caratteristiche:

### 2.8.1 Linea elettrica a 36 kV n° 1

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 1 alimenta in entra-esce i primi quattro trasformatori da 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno  $1^\circ\text{C m/W}$ ;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station  $i$ -esima, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^4 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(5000+5000+5000+5000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 321 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 400 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 400) \text{ mm}^2$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### 2.8.2 Linea elettrica a 36 kV n° 2

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 Kv n° 2 alimenta un solo trasformatore da 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} Ani}{\sqrt{3} \times Vn}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- $Vn$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^1 Ani}{\sqrt{3} \times Vn} = \frac{(5000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 81 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 185 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$ ;

- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica “dimensionamento cavi e verifica della c.d.t.”.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### 2.8.3 Linea elettrica a 36 kV n° 3

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 3 alimenta in entra-esce 2 trasformatori da 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l’espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n An_i}{\sqrt{3} \times Vn}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $An_i$  è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- $Vn$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^2 An_i}{\sqrt{3} \times Vn} = \frac{(5000+5000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 161 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 240 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

#### **2.8.4 Linea elettrica a 36 kV n° 4**

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 4 alimenta in entra-esce 3 trasformatori da 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n An_i}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^3 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(5000+5000+5000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 241 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 300 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### 2.9.1 Locale di raccolta

All'interno della cabina di raccolta è presente il quadro elettrico dimensionato per 36 kV, di tipo protetto, costituito dai seguenti scomparti:

- 4 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, con sezionatore di sbarra ed interruttore automatico. Vi saranno inoltre le protezioni di massima corrente, alimentate da TA e TV.
- 1 scomparto trasformatore per servizi ausiliari;
- 1 scomparto interruttore generale (DG+DDI), con funzione di protezione generale e protezioni d'interfaccia;
- 1 scomparto risalita cavi con TA e TV per l'alimentazione del gruppo di misura.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione generale:

- protezione 50 e 51;
- protezione 50N e 51N;
- protezione 67N S<sub>1</sub> e S<sub>2</sub>.

All'interno dello scomparto **servizi ausiliari** verrà installato un trasformatore AT/BT da 50 kVA, con il relativo quadro di bassa tensione, per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

- relè di protezione;
- servizi generali di cabina;

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali vengono alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

### 2.11 Quadro servizi ausiliari

È prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione da cui verranno derivate le linee elettriche per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Il quadro in oggetto, sarà equipaggiato con interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale a protezione delle singole derivazioni e un interruttore generale di tipo magnetotermico.

Vi sono inoltre altri 10 Trasformatori Servizi ausiliari da 50 kVA con altrettanti quadri servizi ausiliari, a mezzo dei quali verranno alimentati i servizi ausiliari dei vari sottocampi.

## **2.12 Gruppi di misura dell'energia**

È prevista l'installazione di:

- N.10 gruppi di misura dell'energia elettrica prodotta dai campi fotovoltaici;
- N.10 gruppi di misura attraverso cui contabilizzare l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari dislocati nell'intero impianto;
- N. 1 gruppo di misura di tipo bi-direzionale per contabilizzare l'energia elettrica scambiata con la rete. Il gruppo di misura bi-direzionale sarà collocato in uno scomparto della cabina di raccolta e verrà collegato al trasformatore amperometrico ed al trasformatore voltmetrico all'interno dello Risalita Cavi;

## **2.13 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto**

La valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata o in termini di energia (con misure relative ad un dato periodo) o in termini di potenza (con misure istantanee) con le modalità di seguito indicate.

### **2.13.1 Valutazione delle prestazioni in energia**

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di energia valutando l'indice di prestazione PR (o indice di prestazione in energia, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PR evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

In analogia al PR indicato nella Norma CEI EN 61724, espresso come nell'equazione, si definisce il PRe come segue:

$$Pre = Eca / Eca\_producibile (Hi, Pn, Tcel)$$

dove:

Eca producibile ( $H_i, P_n, T_{cel}$ ) è l'energia producibile in corrente alternata, determinata in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli ( $H_i$ ), della potenza nominale dell'impianto ( $P_n$ ) e della temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica ( $T_{cel}$ ).

### 2.13.2 Valutazione delle prestazioni in potenza

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di potenza valutando l'indice di prestazione PRp (o indice di prestazione in potenza, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PRp evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto dell'irraggiamento solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

Analogamente all'espressione, la verifica delle prestazioni in potenza di un impianto fotovoltaico è effettuata controllando che siano soddisfatti i seguenti vincoli nelle condizioni di funzionamento sotto riportate:

$$PRp = P_{ca} / P_{ca\_producibile\_}(G_p, P_n, T_{cel}) = P_{ca} / (R_{fv2} \times G_p / G_{stc} \times P_n) > 0,78 \text{ se } P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$$

0,80 se  $P_{inv} > 20 \text{ kW}$

Dove:

- $R_{fv2}$  è calcolato secondo l'espressione;
- $P_{inv}$  è la potenza nominale dell'inverter.

Le condizioni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico per la verifica dell'indice prestazionale PRp in fase di avvio dell'impianto sono le seguenti:

- Irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_p$ ) superiore a 600 W/m<sup>2</sup>;
- Velocità del vento non rilevante, in riferimento al solarimetro utilizzato;
- Rete del distributore disponibile;
- In servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame.

La verifica dell'indice prestazionale PRp viene effettuata operando su tutto l'impianto, se tutte le sue sezioni hanno caratteristiche identiche, o su sezioni dello stesso caratterizzate da:

- Stessa inclinazione e orientazione dei moduli;
- Stessa classe di potenza dell'inverter ( $P_{inv} > 20 \text{ kW}$  o  $P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$ );
- Stessa tipologia di modulo (e quindi stesso valore del coefficiente di temperatura di potenza);
- Stessa tipologia di installazione dei moduli (e quindi analoga  $T_{cel}$ ).

## **3. SICUREZZA ELETTRICA**

### **3.1 Protezione dalle sovracorrenti**

Per la protezione delle linee elettriche di bassa tensione dalle sovracorrenti, è presto l'utilizzo di interruttori automatici dotati di sganciatore termico e magnetico, le cui caratteristiche sono state opportunamente coordinate con quelle del cavo da proteggere attraverso il rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 64-8:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego della linea;
- $I_n$  è la corrente nominale dell'interruttore;
- $I_z$  è la portata del cavo;
- $I$  è il valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore;
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo in occasione di guasto;
- $K$  è un coefficiente che dipende dal tipo di cavo utilizzato.

Il rispetto della prima condizione assicura la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro gli effetti termici prodotti in occasione di cortocircuito, è necessario garantire il rispetto della seconda condizione sopra riportata.

La protezione dei trasformatori e delle linee elettriche di alta tensione sarà affidata ad interruttori AT dotati di relè di massima corrente di fase ed omopolare.

### **3.2 Protezione contro i contatti diretti**

Per la protezione contro i contatti diretti verranno adottate misure di protezione totali (isolamento delle parti attive) e parziali (involucri e barriere).

### **3.3 Protezione contro i contatti indiretti**

La protezione contro i contatti indiretti sarà garantita mediante interruzione automatica dell'alimentazione (sistema di protezione attivo) in occasione di guasto di isolamento verso terra di apparecchiature di classe I, e l'utilizzo di apparecchiature di classe II.