



# REGIONE BASILICATA



## Comune di Pomarico (MT)



### IMPIANTO AGRIVOLTAICO - POTENZA DI PICCO 52,50 MW - PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA ED ALLEVAMENTO DI OVINI NEL COMUNE DI POMARICO (MT) - CONTRADA SAN LORENZO

#### PROGETTO DEFINITIVO - RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO -

Tavola: <b>POM_FLPV_GEN.02</b>	Nome File:	Data: <b>Luglio 2023</b>	Scala: <b>/</b>
 <b>Architetonico</b>	<b>Strutture</b>	<b>Impianti</b>	<b>Antincendio</b>

Committente:

**FLYNIS PV 25 SRL**

Via Cappuccio 12 - 20121 Milano - C.F./P.IVA  
12432020969 PEC: flynispv25srl@legalmail.it

Progettista:

 **TESEO CONSULTING**

ing. Vincenzo RAGAZZO  
ing. Adelaide LAGUARDIA  
arch. Caterina FICCO  
arch. Beatrice GUIDA



Viale Salerno, 119 - 75025 Policoro (MT) tel. 0835-987500  
mail: teseoconsult@gmail.com pec: teseoconsult@pec.it

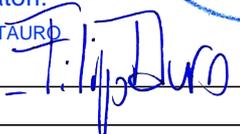
Supervisore:

Project Manager Senior  
arch. Nunzio Paolo SIMMARO



Collaboratori:

arch. Filippo TAURO



<b>1. PREMESSA</b>	2
<b>2. DEFINIZIONI</b>	3
- <b>DISTRIBUTORE</b>	3
- <b>DISPOSITIVO DI GENERATORE (DDG)</b>	3
- <b>DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)</b>	3
- <b>DISPOSITIVO GENERALE DI UTENTE (DG)</b>	3
- <b>IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE</b>	3
- <b>IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE</b>	3
- <b>IMPIANTO PER LA CONNESSIONE</b>	3
<b>3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO</b>	5
<b>4. CONNESSIONE</b>	8
<b>5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO</b>	8
<b>6. DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO</b>	9
6.1 <b>STRUTTURE DI SOSTEGNO</b>	9
6.2 <b>MODULI FOTOVOLTAICI</b>	10
6.3 <b>INVERTER</b>	12
6.4 <b>LINEE E CAVI</b>	16
6.4.1 <b>Cavi per corrente continua</b>	16
6.4.2 <b>Cavi per corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti</b>	20
6.5 <b>QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE</b>	21
6.6 <b>CABINE di CAMPO - TRASFORMATORI BT/MT</b>	21
6.7 <b>STORAGE</b>	25
6.8 <b>COLLEGAMENTI DI MEDIA CABINE DI CAMPO -CABINA UTENTE</b>	27
6.9 <b>CABINA UTENTE</b>	29
6.9.1 <b>Struttura cabina</b>	29
6.10 <b>COLLEGAMENTI DI MEDIA CABINA UTENTE - SOTTOSTAZIONE</b>	30
6.11 <b>IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE</b>	30
6.12 <b>QUADRI DI MEDIA TENSIONE</b>	31
6.13 <b>DIMENSIONAMENTO IMPIANTO</b>	31

## 1. PREMESSA

L'impianto in oggetto, di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso conversione fotovoltaica, ha una potenza prevista di **52,5048 MWp** da installarsi nel comune di Pomarico in località San Lorenzo. La denominazione sarà "San Lorenzo". Sarà realizzato su n.3 aree collegate tra loro da cavidotti interrati.

L'impianto verrà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150/36 kV da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Filatura-Pisticci CP" e "Italcementi-Italcementi Matera".

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società "FLINIS PV 25 s.r.l.", con sede in Milano alla Via Cappuccio n.12, che dispone dell'utilizzo delle aree oggetto di intervento.

Trattasi di un impianto Agrivoltaico e pertanto è stato progettato e sarà realizzato nel pieno rispetto della normativa vigente relativa.

In particolare il LAOR è pari al 23,66% < 40% ed il rapporto Sagricola/Stot è pari all' 85,18% > 70%.

Nel seguito saranno descritte le caratteristiche qualitative e prestazionali dei materiali che saranno utilizzati; in particolare: componenti elettrici di potenza e controllo, pannelli FV, inverter, sostegni metallici, cabine elettriche, cavi e cavidotti, **storage della potenza di 4,7 MW**.

Al termine della vita utile dell'impianto, ove non sia possibile riutilizzare i pannelli presso altri impianti, i moduli verranno prelevati da operatori ambientali che si occupano di separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili.

I principali componenti di un pannello sono:

- silicio;
- vetro;
- metalli (cornice e contatti);
- componenti elettrici.

Circa il 95% del modulo (in peso) è quindi composto da materiali "nobili" che possono essere riciclati per altri utilizzi. Il resto è formato da rifiuti inerti che sono smaltiti presso una comune discarica.

I pannelli possono essere prelevati sul sito da un soggetto pubblico o privato specializzato in ambito di recupero materiali, che potrà agevolmente sottoporre i pannelli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macrofasi:

- 1) separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);
- 2) separazione dei componenti metallici del modulo;
- 3) purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;
- 4) smaltimento degli inerti rimanenti presso una discarica.

Il processo di smaltimento, data l'assenza di materiali pericolosi o inquinanti tra i componenti del pannello, non necessita di particolari competenze e può essere gestito da uno dei numerosi operatori ambientali presenti sul territorio.

## 2. DEFINIZIONI

### - DISTRIBUTORE

Persona fisica o giuridica individuata dall'art.9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione di terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione.

### - DISPOSITIVO DI GENERATORE (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

### - DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

### - DISPOSITIVO GENERALE DI UTENTE (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di

Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

### - IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

### - IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente.

### - IMPIANTO PER LA CONNESSIONE

L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

- **IMPIANTO DI UTENZA**

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

- **PUNTO DI CONNESSIONE O CONSEGNA**

Il confine fisico tra la rete di distribuzione o di trasmissione e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del Produttore ed attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Tale punto è individuato fisicamente nel punto in cui si attesta il terminale del collegamento tra impianto di consegna ed impianto di utente. Generalmente coincide con il "punto di confine".

- **UTENTE DELLA RETE (O UTENTE)**

Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica. Gli utenti della rete sono individuati in utenti passivi e attivi.

- **UTENTE ATTIVO**

Utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete. A questa categoria appartengono anche tutti gli utenti che installano sistemi di accumulo diversi dagli UPS, come definiti dalla Norma EN 62040.

### 3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- ✓ D.Lgs. 81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ✓ D.M. 37/08: Per la sicurezza elettrica;
- ✓ Allegato A 2: "Guida agli schemi di connessione" rev. 01 luglio 2015;
- ✓ Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- ✓ CEI 11-1: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- ✓ CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- ✓ CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo" CEI 016 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- ✓ CEI 02 "Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici";
- ✓ CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche";
- ✓ CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV";
- ✓ CEI 10-36 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- ✓ CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";
- ✓ CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria";
- ✓ CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua";

- ✓ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
- ✓ CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): "Prescrizioni particolari per i condotti sbarre";
- ✓ CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): "Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)";
- ✓ CEI EN 60445 (CEI 16-2): "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo- macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico";
- ✓ CEI EN 60529 (CEI 70-1): "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)";
- ✓ CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici";
- ✓ UNI 10349: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici";
- ✓ CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alla reti AT e MT  
delle imprese distributrici di energia elettrica";
- ✓ Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- ✓ CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- ✓ CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- ✓ CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- ✓ CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- ✓ CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- ✓ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✓ R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- ✓ R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- ✓ D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - "Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- ✓ Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio

di linee elettriche aeree esterne”;

- ✓ D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee;
- ✓ D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- ✓ Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- ✓ D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- ✓ D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- ✓ Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- ✓ D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

#### 4. CONNESSIONE

Lo schema di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale in AT prevede che l'impianto di utenza venga collegato in antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV/ 36kV da collegare:

- con un nuovo elettrodotto a 150 kV a un futuro ampliamento della SE RTN a 380/150 kV di Matera;

- in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Filatura-Pisticci CP" e "Italcementi-Italcementi Matera".

Il parco Agrivoltaico sarà collegato alla SE mediante costruzione di una linea a 36 kV in cavo interrato della lunghezza di 10 km circa dalla cabina di distribuzione/trasformazione fino alla SSTT.

La SSTT verrà realizzata in prossimità della futura SE di smistamento della RTN a 150 kV, su un'area di circa 0,6 ha che corrisponde ad una porzione della particella catastale 92 del fg. 83 del comune di Montescaglioso.

Ai sensi 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 fotovoltaica sulla SE 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 invece rappresenta l'impianto di utente.

#### 5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO

L'impianto è così strutturato (vedasi tav. POM-FLPV-PD.14 "Schemi elettrici impianto fotovoltaico"):

- N. **80.160 moduli da 655Wp** per una **potenza totale di 52,5048 Mwp**
- N.138 inverter da 330 kVA, n.1 da 300 kVA e n.1 da 100 kVA per **un totale di 140 inverter**
- N.7 cabine da 6 MW, 7, n.3 da 3 MW per **un totale di 10 cabine di campo**
- **N.1 cabina di distribuzione/trasformazione 36kV/20kV**
- **Storage da 4,7 MW + cabina di trasformazione**
- **N.1 sottostazione**
- **Collegamento stazione Terna**

L'impianto si svilupperà su tre macro aree. Ogni area è costituita da 3 campi. Le caratteristiche sono :


**CARATTERISTICHE AREA 1**

- Tipo moduli : Canadian Solar Inc. CS7N-655Wp 1500V
- Numero di moduli: 32.256
- Potenza moduli: 655 Wp
- Numero inverter di stringa: 56
- Potenza inverter: 330 kVA
- Numero Cabine: 3 da 6MW con 24 inverter  
1 da 3MW con 8 inverter

Potenza nominale DC impianto: 21.127,68 kWp

- Potenza AC: 18.480,00 kVA
- Rapporto DC/AC 1.14

**CARATTERISTICHE AREA 2**

- Tipo moduli : Canadian Solar Inc. CS7N-655Wp 1500V
- Numero di moduli: 22.656
- Potenza moduli: 655 Wp
- Numero inverter di stringa: 40
- Potenza inverter: 330 kVA e 1 da 100kVA
- Numero Cabine: 2 da 6MW con 16 inverter  
1 da 3MW con 8 inverter 7 da  
330kVA e 1 da 100kVA

Potenza nominale DC impianto: 14.839,68 kWp

- Potenza AC: 12.970,00 kVA
- Rapporto DC/AC 1.14

**CARATTERISTICHE AREA 3**

- Tipo moduli : Canadian Solar Inc. CS7N-655Wp 1500V
- Numero di moduli: 25.248
- Potenza moduli: 655 Wp
- Numero inverter di stringa: 44
- Potenza inverter: 330 kVA e 1 da 300kVA
- Numero Cabine: 2 da 6MW con 18 inverter  
1 da 3MW con 7 inverter da inverter  
330kVA e 1 da 300kVA

Potenza nominale DC impianto: 16.537,44 kWp

- Potenza AC: 14.490,00 kVA
- Rapporto DC/AC 1.14

**CARATTERISTICHE ACCUMULO**

- MARCA Accumulo : Canadian Solar
- Numero di moduli di accumulo: n.3 CSI-SolBank-S-2967-2h-EU  
n.1 CSI-SolBank-S-2967-4h-EU
- 
- Potenza Uscita DC: 1375 kW per CSI-SolBank-S-2967-2h-EU  
700 kW per CSI-SolBank-S-2967-4h-EU
- Tensione di uscita AC: 400V
- Numero Cabine: 1 da 6MW per elevazione tensione da 400V a 36KV

- Potenza AC: 4.825,00 kW

Si rimanda allo schema unifilare per le caratteristiche di dettaglio

## 6. DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO

### 6.1 STRUTTURE DI SOSTEGNO

Le strutture di sostegno dei moduli sono del tipo fisso in acciaio zincato. A bassa invasività. Sono del tutto regolabile. Il sistema di fissaggio al suolo non prevede cemento (plinti ) ma un "sistema ad albero. Il principio fondamentale su cui si basa il sistema è la contrapposizione di almeno 2 inserti di ancoraggio al suolo direzionati da una guida, che ne determina l'angolo di discesa. Così facendo, viene ad essere interessato un volume di terreno definibile come bulbo di rottura piuttosto ampio, anche in relazione alla lunghezza degli inserti di ancoraggio. Una volta discesi nel terreno in direzioni opposte, essi generano il blocco della base di ancoraggio che rimane in superficie.

I vantaggi del sistema possono riassumersi in:

**EVITA IL PLINTO:** Permette di evitare il plinto in calcestruzzo con un notevole risparmio di tempo e manodopera evitando escavazione, getto e tempo di presa dei materiali.

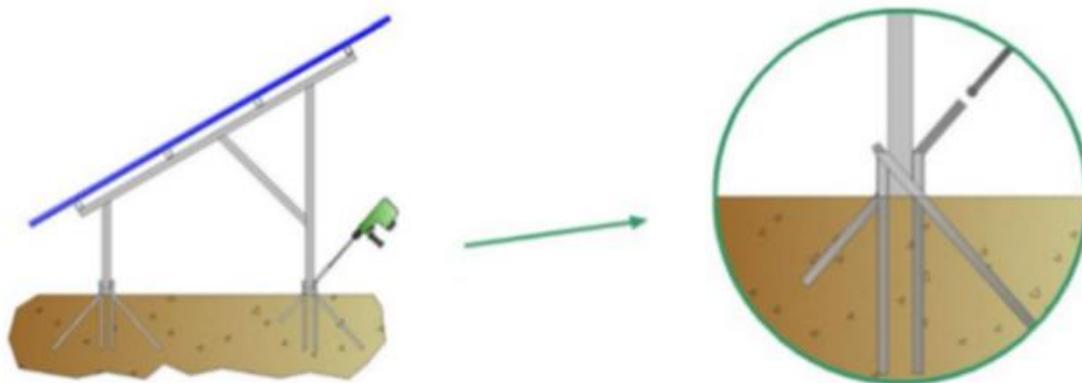
**SEMPLICE E RAPIDO:** Si installa in pochi minuti con mezzi d'opera molto comuni ed è subito stabile e resistente. Nelle applicazioni più semplici utilizzando un comune martello, in quelle più performanti un martello elettropneumatico. Non necessita di manodopera specializzata.

**NON ASPORTA IL TERRENO:** Evitando lo scavo preserva le proprietà fisiche del suolo. Elemento particolarmente importante in occasione di sommità arginali o soggette a cedimenti.



ZERO IMPATTO AMBIENTALE: Non utilizza agenti chimici, non asporta materiale ed ha un'invasività molto ridotta rispetto ai sistemi ad oggi in uso (necessita di una penetrazione verticale molto inferiore rispetto alle tipologie di fondazione quali pali infissi, viti di fondazione e similari). E' facilmente riutilizzabile e completamente smaltibile a fine vita.

RESISTENTE ED AFFIDABILE: Resistenza comprovata da test dinamometrici effettuati in situazioni critiche su varie tipologie di terreno.



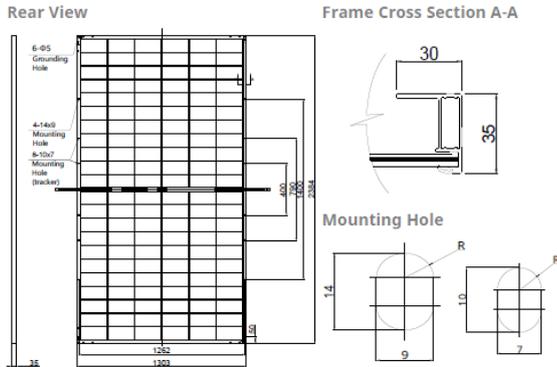
## 6.2 MODULI FOTOVOLTAICI

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli bifacciali in silicio monocristallino della Canadian Solar di potenza pari a **655 Wp**, ognuno costituito da 132 celle in silicio monocristallino collegate in serie/parallelo, le cui caratteristiche sono di seguito riportate:

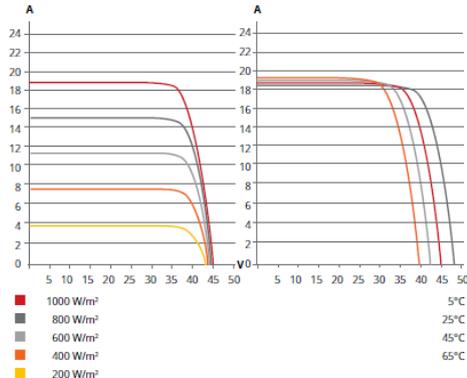




**ENGINEERING DRAWING (mm)**



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



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	24.5%
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	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	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	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	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	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	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	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	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	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	25.5%

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

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
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
<b>CS7N-655MB-AG</b>	<b>491 W</b>	<b>35.7 V</b>	<b>13.76 A</b>	<b>42.7 V</b>	<b>14.86 A</b>
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 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 / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 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) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) 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 (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

I moduli saranno assemblati meccanicamente sulle strutture di sostegno e collegate elettricamente in stringhe. Le stringhe saranno costituite da 32-36 moduli ed avranno le caratteristiche tecniche riportate nella tabella 1



$U_{oc}$ [V]	1.285
$U_{mppmax}$ [V]	1.371
$I_{max}$ [A]	17,20
$I_{sc}$ [A]	18,43

Tabella 1: caratteristiche elettriche della stringa fotovoltaica

### 6.3 INVERTER

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz per la relativa immissione in rete, è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione.

Gli inverter utilizzati in fase di progetto sono del tipo centralizzati del tipo Huawei SUN2000-330KTL-H1 con potenza in uscita in AC di 185 kW, che potranno variare in relazione alla disponibilità che vi sarà sul mercato in fase di redazione del progetto esecutivo.

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- ✓ filtro lato corrente continua;
- ✓ ponte a semiconduttori (IGBT);
- ✓ unità di controllo;
- ✓ filtro di uscita;
- ✓ sistema di acquisizione dati (DAS).

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo full digital a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

L'inverter è fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa; il fattore di potenza può essere regolato tra 0.8 in ritardo e 0.8 in anticipo.

L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche per cento.

Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore di connessione con la rete di trasmissione nazionale a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature.

L'unità di controllo è costituita da:

- ✓ schede di pilotaggio del convertitore;
- ✓ circuiti di regolazione;
- ✓ logiche e limiti convertitore;
- ✓ alimentatore servizi interni;
- ✓ protezioni;
- ✓ circuiti ausiliari di interazione;
- ✓ controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema.

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 10% del valore nominale. L'inverter si disattiverà inoltre in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Il controllo del  $\cos\phi$  dell'inverter è settato su  $\cos\phi=1$ ; tuttavia esso regola continuamente il  $\cos\phi$  mantenendolo nel range di funzionamento previsto.

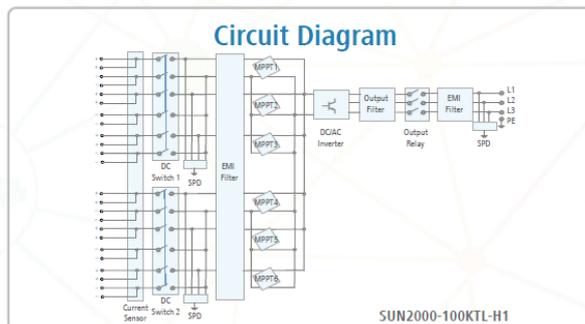
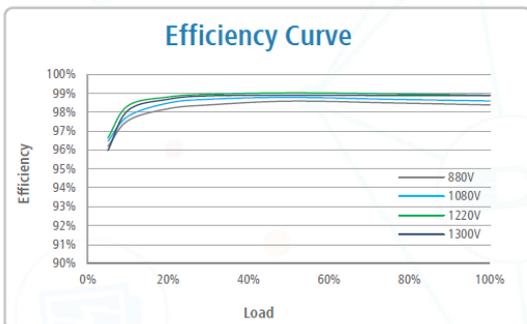
Nella figura 5 vengono riportate le caratteristiche tecniche degli inverter scelti.





## Smart String Inverter (SUN2000-100KTL-H1)

Technical Specifications	SUN2000-100KTL-H1
	<b>Efficiency</b>
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
	<b>Input</b>
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	<b>Output</b>
Rated AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	105,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	105,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A
Max. Output Current	80.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	<b>Protection</b>
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
	<b>Communication</b>
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	<b>General</b>
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	77 kg (169.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, UTE C 15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 2006006 IN





SUN2000-330KTL-H1

## Technical Specifications (Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	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)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



## 6.4 LINEE E CAVI

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

- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua.
- ✓ cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento inverter -cabine di campo;

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle due tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

### 6.4.1 Cavi per corrente continua

Per cavi della sezione in c.c. si intendono:

- ✓ i cavi attraverso i quali vengono collegati tra loro i moduli fotovoltaici per formare le stringhe;
- ✓ i cavi che collegano le stringhe ai quadri di sottocampo;
- ✓ i cavi che collegano i quadri di sottocampo al quadro di campo in c.c. e all'inverter.

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.



Figura 6: cavi solari per applicazioni fotovoltaiche

Per entrambe le tipologie di cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore), deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$1,2 U_{oc} stringa \leq 1,5 \cdot U$  nel caso di sistemi con punto centrale a terra

dove:

- ✓  $U_{oc} stringa$  è la tensione a vuoto di stringa [V];
- ✓  $U_0$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

$$I_B = N_{qsc} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo che collega il quadro di sottocampo al quadro di campo o all'inverter;}$$

$$I_B = N_{stringhe} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo che collega il quadro di campo all'inverter.}$$

dove:

- ✓  $N_{qsc}$  il numero di stringhe collegate al quadro di sottocampo;
- ✓  $N_{stringhe}$  il numero di stringhe complessivo.

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- ✓  $I_0$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;

- ✓ K1, K2, K3 e K4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - K1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
  - K2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
  - K3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
  - K4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K2, K3 e K4 sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- ✓  $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC  
e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- ✓  $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- ✓  $\theta_0$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C  
per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in

ingresso all'inverter, ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- ✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter o al quadro in c.c. [m];
- ✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Le linee in cavo in corrente continua saranno in canalina sulle strutture di sostegno ed in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 1,0 m. 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.

Nella seguente tabella sono indicate le grandezze significative e le sezioni dei cavi

CAVI SOLARI H1Z2Z2-K cc												
Posizione Stringa	Sezione cavo mmq	Resistenza cavo ohm/Km	Lunghezza Km	Tensione max eserc. V	Corrente Max eserc	Coeff. di declassam K	$\Delta V$ %	VERIFICA $\Delta V < 2\%$	Corrente max Icc	Portata lorda cavo a 60°	Portata cavo a 60° Iz	VERIFICA
Str - Q campo	4	5,09	0,12	1371	20,64	0,6	1,8391	✓	22,12	70	42	✓
Str - Q campo	6	3,39	0,19	1371	20,64	0,6	1,9393	✓	22,12	70	42	✓
Q campo-Inverter	16	1,24	0,17	1371	61,92	0,6	1,9041	✓	66,36	132	79,2	✓
Q campo-Inverter	25	0,795	0,27	1371	61,92	0,6	1,9389	✓	66,36	176	105,6	✓
Q campo-Inverter	35	0,565	0,38	1371	61,92	0,6	1,9393	✓	66,36	218	130,8	✓
Q campo-Inverter	50	0,393	0,55	1371	61,92	0,6	1,9524	✓	66,36	276	165,6	✓

#### 6.4.2 Cavi per corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I<sub>z</sub> non inferiore alla corrente di impiego I<sub>B</sub> del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter.

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,00 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 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.

Saranno utilizzati cavi del tipo FG16OR16

Nella seguente tabella sono indicate le grandezze significative e le sezioni dei cavi

Posizione Stringa	Sezione cavo mmq	Resistenza cavo ohm/Km	Lunghezza Km	Tensione max eserc. V	Corrente Max eserc	Coeff. di declassam K	$\Delta V$ %	VERIFICA $\Delta V < 3\%$	Corrente max	Portata lorda cavo a 20°	Portata cavo a 60° I <sub>z</sub>	VERIFICA
INV-CABINA	3x240	0,027	1,9	800	216,6	0,7	2,3762	✓	238,20	360	252	✓
INV-CABINA	2x240	0,040	1,5	800	216,6	0,7	2,8139	✓	238,20	360	252	✓
INV-CABINA	2x185	0,053	1,1	800	216,6	0,7	2,7308	✓	238,20	306	214,2	✓
INV-CABINA	2x150	0,065	0,9	800	216,6	0,7	2,7190	✓	238,20	272	190,4	✓
INV-CABINA	240	0,080	0,7	800	216,6	0,7	2,6263	✓	238,20	360	252	✓
INV-CABINA	185	0,106	0,5	800	216,6	0,7	2,4825	✓	238,20	306	214,2	✓
INV-CABINA	150	0,129	0,4	800	216,6	0,7	2,4169	✓	238,20	272	190,4	✓

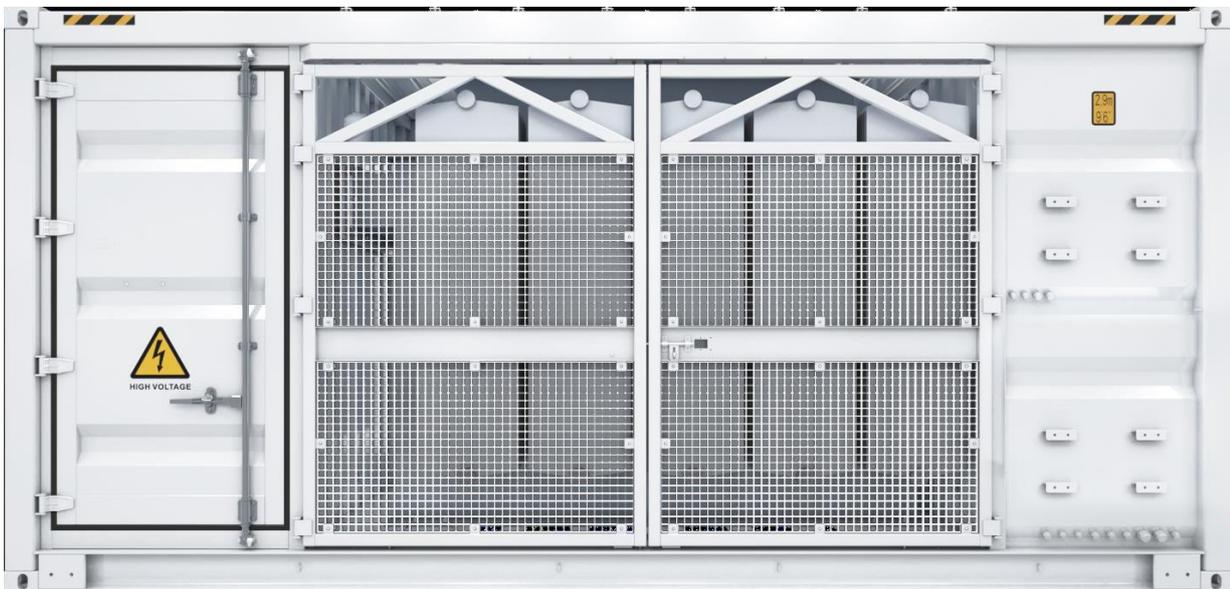


## 6.5 QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso campo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione (vedi cabine di campo Panel Lv) ed equipaggiato con dispositivi di interruzione. Gli inverter contengono i dispositivi di protezione delle linee .

## 6.6 CABINE di CAMPO - TRASFORMATORI BT/MT

Le Cabine di trasformazione di campo saranno del tipo prefabbricato in acciaio e del tipo preassemblate pronte per l'uso.



Sono caratterizzate da:

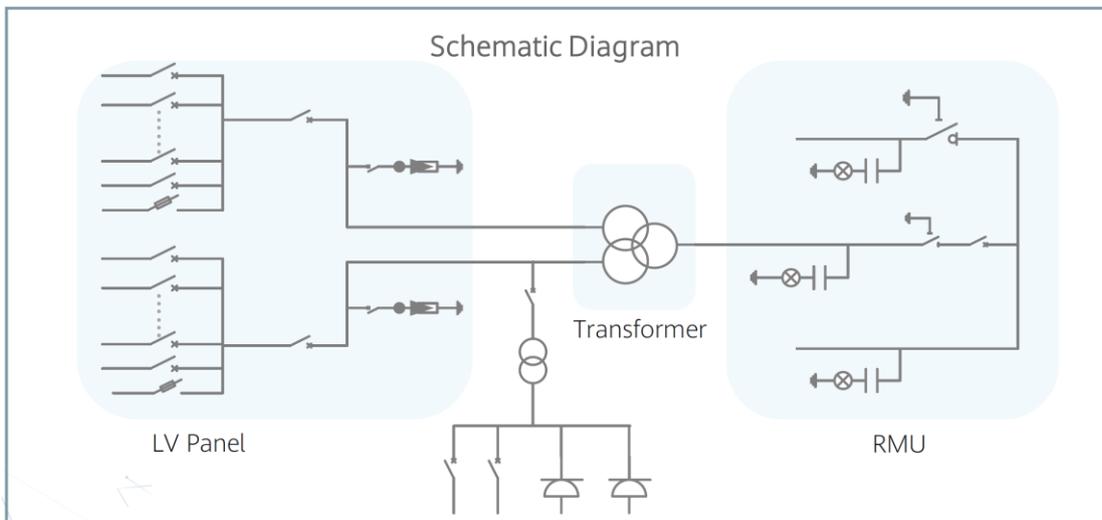
**Semplicità** - Prefabbricato e pre-testato, nessun cablaggio interno necessario in loco . Design compatto del contenitore HC da 20' per un facile trasporto;

**efficienza** – Trasformatore ad alta efficienza per rendimenti più elevati. Minore autoconsumo per rese più elevate;

**intelligente** - Monitoraggio in tempo reale di trasformatore, pannello BT e RMU; Sensore ad alta precisione dei parametri elettrici BT; Controllo remoto dell'interruttore automatico ACB e MT.

**Affidabilità** - Design robusto in ambienti difficili, Design di raffreddamento ottimale per alta disponibilità e facilità di O&M, Test completi dai componenti, dal dispositivo alla soluzione

Si riporta il diagramma elettrico schematico e le specificazioni tecniche delle due tipologie impiegate



Saranno in numero di 10 e saranno posizionate lungo le strade di bordo dell'impianto in modo da essere facilmente raggiungibili e non turbare il tranquillo pascolo degli animali nell'impianto. Le dimensioni sono esigue **mt. 6,05 x 2,89 x 2,43**.

Nella cabina di campo è previsto l'alloggiamento delle seguenti apparecchiature:

- il quadro di bassa tensione;
- il trasformatore;
- Celle MT.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico e dagli inverter viene inizialmente convogliata nelle cabine di campo e attraverso i relativi quadri di campo equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo viene trasferita sul trasformatore BT/MT (800V/20 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale da 6000 kVA e 3000 kVA.

In ogni cabina è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente)

Per la protezione delle linee MT in arrivo ed in partenza dalle cabine di campo è previsto l'utilizzo di interruttori MT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente.



## JUPITER-9000K-H1

Input	
Available Inverters	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2
Max. LV AC Inputs	30
AC Power	9,000 kVA @40°C / 8,250 kVA @50°C <sup>1</sup>
Rated Input Voltage	800 V
LV Main Inputs	ACB (4,000 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 15 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV <sup>2</sup> 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz      60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Transformer Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944
Features	
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional <sup>3</sup>
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 28 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup> 1,500 m <sup>5</sup>
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1

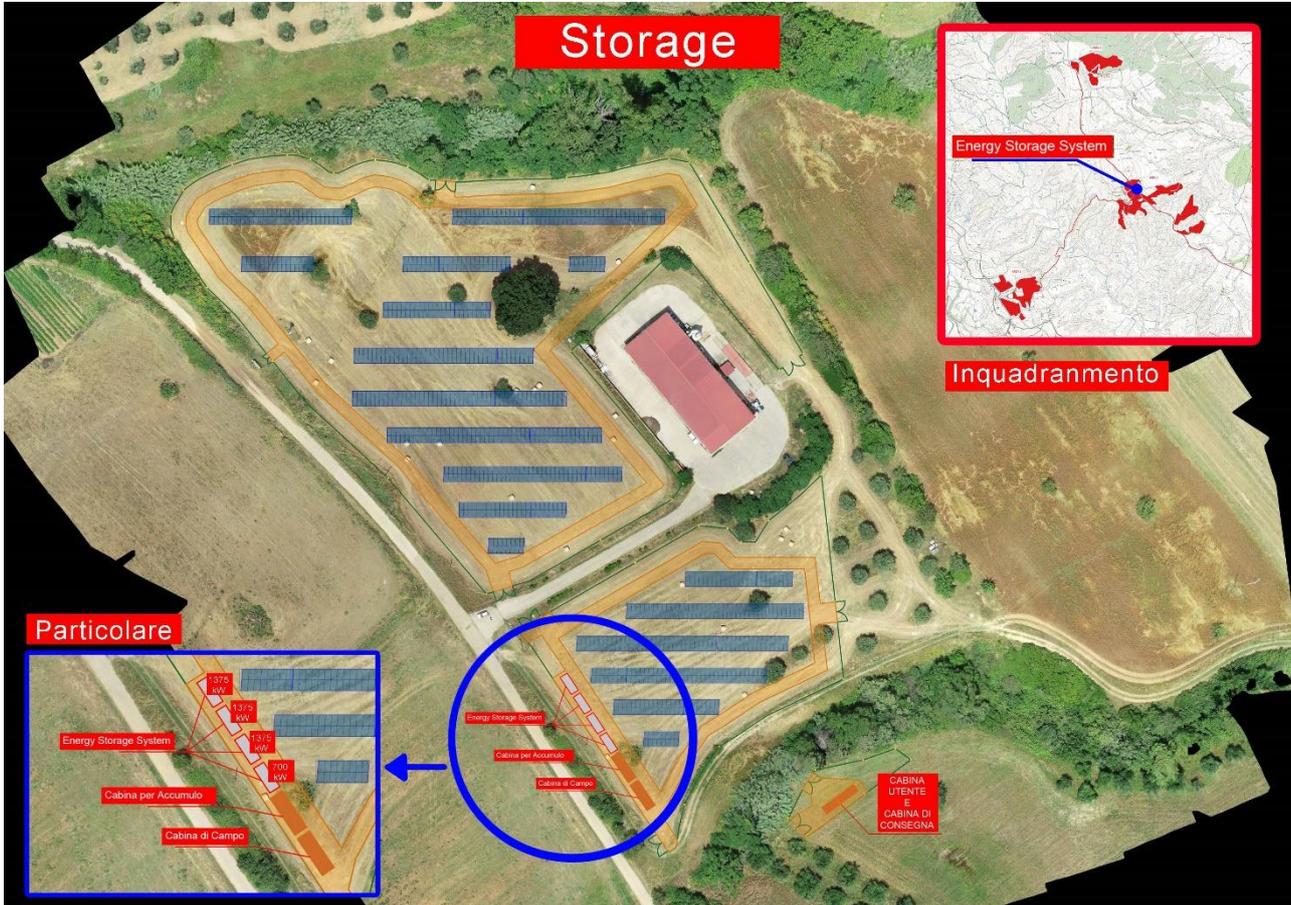
## JUPITER-6000K-H1



Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	22	
AC Power	6,600 kVA @40°C / 5,940 kVA @50°C <sup>1</sup>	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV <sup>2</sup>	13.8 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional <sup>3</sup>	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup>	1,500 m <sup>5</sup>
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

## 6.7 STORAGE

Sarà realizzato uno storage da 4,7 MW collocato in Area1



Lo storage avverrà mediante cabine di accumulo della capacità di:

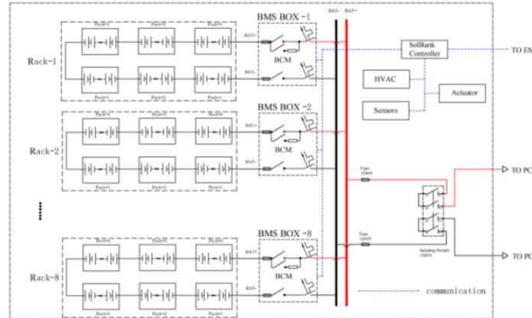
n.3 x 1375 kW e n.1 x 700 kW e cabina di trasformazione dedicata della potenza di 6 MW di caratteristiche uguali alle cabine di campo.

Si riporta caratteristiche tecniche delle cabine di accumulo (CSI Energy Storage Block Energy Storage System S-2967-2h | S-2967-4h )





**CIRCUIT DIAGRAM**



**SYSTEM PARAMETER**

	CSI-SolBank-S-2967-2h-EU	CSI-SolBank-S-2967-4h-EU
Battery Chemistry	Lithium Iron Phosphate (LFP)	
Pack Configuration	1P69S (69 Cells)	
Rack Configuration	1P414S (6 Packs)	
System Configuration	8P414S (8 Racks)	
DC Voltage (Nominal)	1324,8 V	
DC Voltage Range <sup>1</sup>	1159,2 V ~ 1490,4 V	
Rated DC Power <sup>2</sup>	1375 kW	700 kW
Usable Energy Capacity (FAT) <sup>3</sup>	2750 kWh	2800 kWh
Max. Short Circuit Current	75 kA	70 kA
Charging/Discharging Mode	0.5 P / 0.5 P	0.25 P / 0.25 P
Duration @Rated Power	2 hrs	4 hrs
DC Round Trip Efficiency (RTE) <sup>4</sup>	≥ 92%	≥ 94%
Aux Load (Standby/Peak)	1.25 kVA / 30 kVA	1.25 kVA / 20 kVA
Auxiliary Power Interface	AC400 V / 50 Hz, 3P5W	
Thermal Management System	Liquid cooling for battery system, air cooling for electrical components and humidity control	
Control Backup	2-hrs UPS for control system including BMS, installed in the container	
Operating Temperature (Ambient)	-30 °C to 55 °C	
Relative Humidity	≤95% (non-condensing)	
Communication Interface	Ethernet / RS485 / CAN	
Communication Protocol	Modbus TCP / Modbus RTU / CAN 2.0	
Certifications	IEC/EN/BS 62477-1, EN/BS 61000-6-2/-4, UL1973, UL9540, UL9540A, UN38.3 / UN3536	
Design Standards/Codes	IEC62619, IEC61000, NFPA69, IEC62620, IEC62933	
Enclosure	20ft. high-cube container	
Dimensions (L*W*H)	6058*2438*2896 mm (238.50*95.98*114.02 in)	
Weight (Battery Included)	29,800 kg (65,700 lbs)	
Altitude	< 2000 m (derating between 2000 m ~ 4000 m)	
Enclosure Ingress Rating	IP55 / NEMA 3R	
Painting/Coating	RAL9003	
Seismic Parameter	Zone 4	
Noise @1m distance	≤ 75 dB	
Fire Detection and Alarm	Heat and smoke detection, alarm panel, bell and strobe with up to 24 hours UPS backup	
Explosion Prevention	Gas detection with active ventilation	
Fire Suppression	Aerosol-based fire suppression system option available	
Emergency Stop/Shut-off	Local and remote	

1. Unit is rated at 1159.2V~1490.4V for optimized product performance, maximum voltage range value for battery system is 1055.7V~1490.4V  
 2. The rated operating power of a single unit subject to a maximum of 3 units connected in parallel  
 3. Usable Energy Capacity is measured at FAT, contact CSI for an estimate of Usable Energy Capacity at COD  
 4. RTE is measured with rated DC Power for full cycle at BOL, refer to the warranty document for complete procedure

\* The technical parameters contained in this technical data document may deviate slightly, and Canadian Solar does not guarantee that they are completely accurate. Due to continuous innovation, research and development and product improvement, Canadian Solar reserves the right to adjust the information in this technical parameter document at any time without prior notice. The customer should obtain the latest version of the technical parameter document when signing the contract and make it an integral part of the binding contract signed by both parties.

**PARTNER SECTION**



CSI Energy Storage Co., Ltd.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario, N1K 1E6348, www.csisolar.com, support@csisolar.com

March 2023. All rights reserved. Energy Storage Product Datasheet EU1.1



## 6.8 COLLEGAMENTI DI MEDIA CABINE DI CAMPO -CABINA DISTRIBUZIONE/TRASFORMAZIONE 36kV/20kV

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare concentrico isolati in HEPR.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione.

In merito alle condizioni di posa, si ricorda che i cavi di media tensione possono essere posati direttamente nel terreno (posa diretta) oppure in tubi, condotti o cunicoli interrati (posa indiretta).

Nel caso in esame le linee saranno posate in tubo protettivo il quale dovrà avere un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

La profondità di posa prevista è di 1,2 m per non interferire con altri servizi interrati.

La corrente di impiego di ciascuna linea è stata determinata attraverso l'applicazione della seguente formula:

$$I_B = (P_n \text{ sottocampo fotovoltaico}) / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi)$$

dove:

- ✓  $P_n$  è la potenza nominale del sottocampo fotovoltaico [Wp];
- ✓  $V_n$  è la tensione nominale della linea [V];
- ✓  $\cos\phi$  è il fattore di potenza, fissato a 0,95.

Per il corretto dimensionamento, è stata applicata la seguente relazione:

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

dove:

- ✓  $I_{z0}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- ✓  $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- ✓  $K_1$  è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- ✓  $K_2$  è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- ✓  $K_3$  è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;

- ✓ K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- ✓ IB è la corrente di impiego calcolata.

Nella tabella sottostante sono riportate le correnti di impiego e le dimensioni dei cavi delle linee di media tensione dell'elettrodotto .

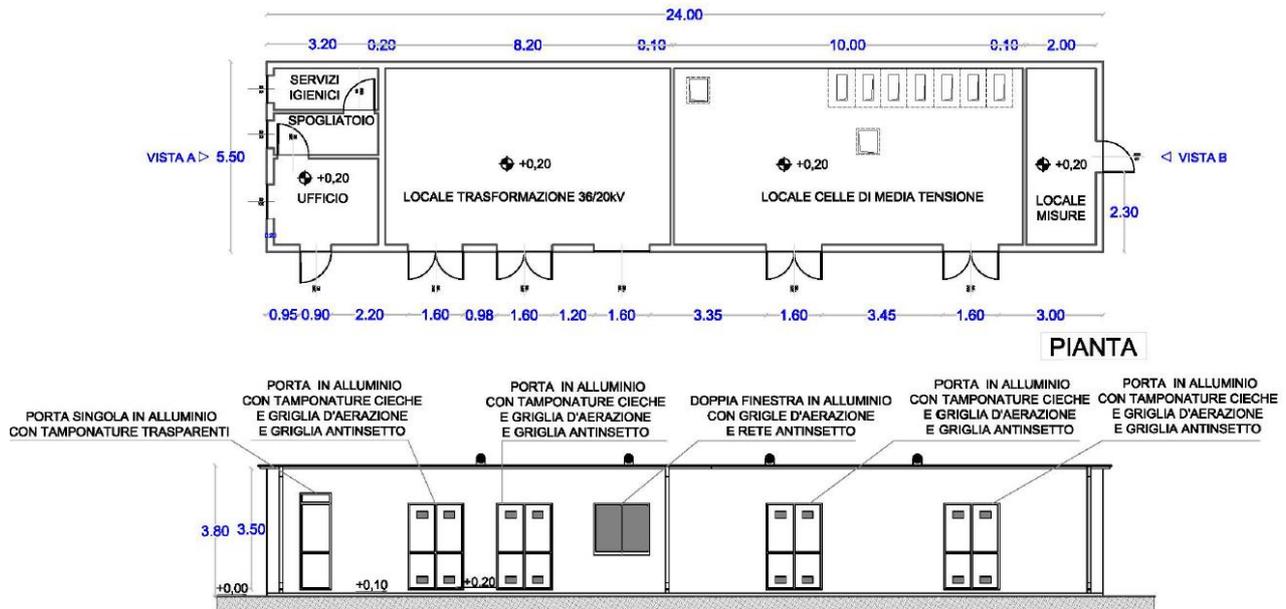
Saranno usati cavi del tipo RG7H1 R 26//45 kV

CAMPO	TRONCO	LUNGHEZZA km	CORRENTE Ib	CAVO mmq
Campo 1	Cabina C - Cabina Utenza	0,37	145	3 x 70
Campo 1	Cabina B - Cabina Utenza	0,1	145	3 x 70
Campo 1	Cabina A - Cabina Utenza	0,5	145	3 x 70
Campo 2	Cabina C - Cabina B	0,9	145	3 x 70
Campo 2	Cabina B - Cabina A	0,3	193	3 x 185
Campo 2	Cabina A - Cabina Utenza	3,1	290	3 x 240
Campo 3	Cabina A - Cabina C	0,7	145	3 x 70
Campo 3	Cabina C - Cabina B	0,4	193	3 x 185
Campo 3	Cabina B - Cabina Utenza	3,7	290	3 x 240



## 6.9 CABINA DISTRIBUZIONE/TRASFORMAZIONE 36kV/20kV

### 6.9.1 Struttura cabina



La cabina di trasformazione è costituita da un locale di trasformazione 36/20kV, un locale celle di media tensione, un locale misure, ufficio, spogliatoio e servizi igienici.

La cabina sarà in calcestruzzo armato tale da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo sarà di tipo RCK350 con cemento ad alta resistenza adeguatamente armato e opportunamente additivato con superfluidificante e con impermeabilizzante, idoneo a garantire adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità. Armatura metallica interna a tutti i pannelli di tampono costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato di armatura travi pilastri, entrambi B450C. Pannello di copertura calcolato e dimensionato secondo le prescrizioni delle NTC DM 17 01 2018, ed atte a supportare sovraccarichi accidentali minimi di 480 Kg/mq . Tutti i materiali utilizzati saranno certificati CE.

La cabina sarà realizzata in modo da assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre saranno del tipo omologato e-distribuzione.

Per attenuare l'impatto sul territorio la cabina sarà posizionata lungo la strada centrale dell'impianto in modo da mitigarne la vista dalla strada comunale che passa nei paraggi dell'impianto di progetto.

La cabina sarà posata su fondazione sempre in c.a. tipo vasca avente altezza esterna di cm.60. Le caratteristiche costruttive e i materiali sono identici a quelli impiegati per la costruzione della cabina monoblocco. Tale manufatto realizza alla base della cabina, una intercapedine di 48 cm di altezza netta in grado di garantire la massima flessibilità per quanto riguarda la distribuzione dei cavi.



Sulle pareti verticali della vasca di fondazione, vengono predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita tali da poter rendere agevole l'innesto delle canalizzazioni per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica.. Per il montaggio del box e per l'ingresso cavi in cabina, sarà realizzato un basamento prefabbricato da interrare in opera.

Le cabine saranno posizionate lungo le strade di bordo dell'impianto in modo da essere facilmente raggiungibili e non turbare il tranquillo pascolo degli animali nell'impianto

### **6.10 COLLEGAMENTI CABINA DISTRIBUZIONE/TRASFORMAZIONE - SOTTOSTAZIONE**

Il collegamento avverrà con cavo interrato lungo strade esistenti comunali e per un tratto provinciale.

La lunghezza del tratto è di circa 10 Km. Si useranno cavi del tipo RG7 H1 R

I cavi necessari sono:

Cabina utente – Sotostazione	L=10 Km	cavo 3x(7x240)
------------------------------	---------	----------------

### **6.11 IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE**

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una corda di rame nudo esterno alle cabine e collegato a dispersori posti agli spigoli.

Il locale trasformazione AT/BT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dei ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);

- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

L'impianto di terra sarà dimensionato in base al valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori vengono da Terna.

### **6.12 QUADRI DI MEDIA E ALTA TENSIONE (36kV)**

I quadri di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto sono di tipo modulare per interno con singolo sistema di sbarre collettrici montati in fabbrica, omologati, tripolari e con involucro metallico. Sono impiegati per la distribuzione di energia elettrica in reti di distribuzione secondaria, anche in condizioni ambientali estreme in accordo con le norme tecniche del settore.

### **6.13 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO**

Per la previsione di energia prodotta annualmente dall'impianto fotovoltaico in progetto, si è utilizzato il metodo basato sul calcolo della radiazione solare incidente su di un piano inclinato ed orientato valutato su base giornaliera. Sulla base dell'angolo d'inclinazione ed orientamento rispetto al Sud dei moduli fotovoltaici si è ottenuto il valore medio mensile annuo d'irraggiamento sul piano dei pannelli. Essendo l'impianto fotovoltaico della tipologia fissa, si è utilizzato l'applicativo Archelios per il calcolo della producibilità prevista annualmente.

Si riporta di seguito il report di sintesi del calcolo della producibilità media annua dell'impianto fotovoltaico con evidenza di tutti i parametri utilizzati per il calcolo.



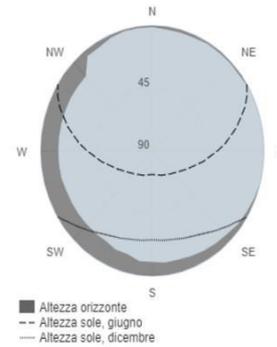
**Valori inseriti:**

Latitudine/Longitudine 40.492,16.654  
Orizzonte: Calcolato  
Database solare: PVGIS-SARAH2  
Tecnologia FV: Silicio cristallino  
FV installato: 52500 kWp  
Rendimento specifico: 1.580kWh/kWp

**Output del calcolo**

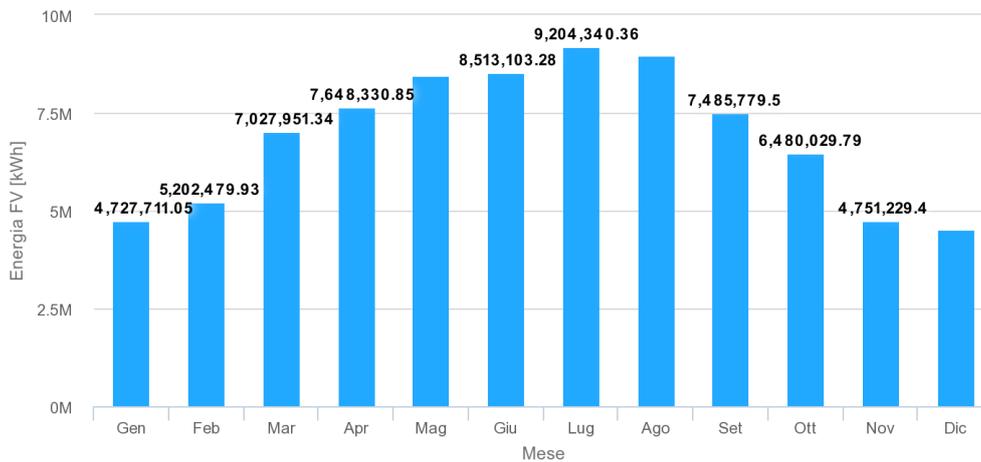
Angolo inclinazione: 30 °  
Angolo orientamento: 0 °  
Produzione annuale FV: 82987402.27 kWh  
Irraggiamento annuale: 1869.93 kWh/m<sup>2</sup>  
Variazione interannuale: 2947766.35 kWh  
Variazione di produzione a causa di:  
Angolo d'incidenza: -2.62 %  
Effetti spettrali: 0.83 %  
Temperatura e irradianza bassa: -9.58 %  
Perdite totali: -15.47 %

**Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:**



**Energia prodotta dal sistema FV fisso**

(C) PVGIS, 2023



**Irraggiamento mensile sul piano fisso**

(C) PVGIS, 2023

