



**REGIONE MOLISE
PROVINCIA DI CAMPOBASSO
COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA**



PROGETTO DELL' IMPIANTO SOLARE AGRIFOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE
DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA (CB) IN LOCALITÀ GRUGNALE
FOGLIO 29 P.LLE 36, 159, FOGLIO 30 P.LLE 51, 54, 59, 60, FOGLIO 32 P.LLE 13, 38, 109, 111, 114, 110,
112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136 E FOGLIO 33 P.LLE 8, 9, 10, 11, 47, 50.
POTENZA DEL GENERATORE PARI A 31.914,68 kWp
DENOMINATO "MONTENERO DI BISACCIA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO DI UTENZA



livello prog.	Cod.	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	Tot. fogli	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	202100524		A16			MDB2022_A16	28/09/2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROPONENTE:

ASTEROPE SOL S.R.L.
Via Mercato 3, 20121 Milano (MI)



TIMBRO ENTE

PROGETTAZIONE:



Ing. D. Siracusa	Arch. M. Gullo
Ing. A. Costantino	Arch. S. Martorana
Ing. C. Chiaruzzi	Arch. F. G. Mazzola
Ing. G. Schillaci	Arch. A. Calandrino
Ing. G. Buffa	Arch. G. Vella
Ing. M.C. Musca	



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica**

denominato

“MONTENERO DI BISACCIA”

Relazione tecnica Impianto di Utenza

Progetto definitivo

Sommario

1. Definizioni.....	1
2. Premessa.....	3
3. Normativa di riferimento	6
4. Caratteristiche generali del sito.....	9
5. Descrizione generale dell'impianto.....	9
6. Componentistica impiegata	17
6.1 Moduli fotovoltaici	17
6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	18
6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC	18
6.4 Quadri parallelo stringhe	20
6.5 Gruppi di conversione DC/AC.....	21
6.6 Trasformatori di potenza	22
6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo	22
6.8 Cabina di raccolta.....	24
6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV	24
6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione 150/36 kV	27
6.11 Locali trasformatori servizi ausiliari.....	27
6.10 Servizi ausiliari di impianto	28

1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e sicurezza della Rete. Nel seguente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato;

Centrale fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento;

Interruttore generale (o di interfaccia): interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla Rete del Gestore. Nella generalità dei casi la separazione non include la linea di connessione alla RTN di proprietà dell'Utente.

Interruttore di inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete;

Inverter: apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici;

Linee di sottocampo: linee a tensione minore o uguale a 36 kV che raccolgono la produzione parziale della centrale fotovoltaica su una sezione dell'Impianto di Utente di uguale livello di tensione;

Potenza apparente nominale dell'inverter (S_{n-INV}): potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA;

Potenza nominale dell'inverter (P_{n-INV}): potenza attiva del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento ad un determinato valore di $\cos(\phi)$. Ai fini del presente documento la potenza nominale è quella corrispondente ad un funzionamento dell'inverter a $\cos(\phi) = 0,9$. È espressa in kW.

Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (P_n): è data dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter. È espressa in MW.

Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa. È espressa in kWp;

Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (P_{nd}): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. Si ottiene sottraendo alla potenza nominale totale della Centrale Fotovoltaica (P_n) la potenza nominale degli inverter non utilizzabili. È espressa in MW.

Potenza erogabile dalla Centrale Fotovoltaica (P_e): potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW;

Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica (P): potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel Punto di Connessione. È espressa in MW.

Potenza reattiva immessa in rete dalla centrale fotovoltaica (Q): potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVAr.

Punto di connessione: confine fisico tra la rete di trasmissione e l'Impianto di Utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.

Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di raccolta dell'Impianto di Utenza attraverso le linee di sotto-campo. Il termine sottocampo fotovoltaico non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica.

2. Premessa

La Società “*Asterope Sol s.r.l.*” intende realizzare nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB) in località “Grugnale”, su lotti di terreno identificati al N.T.C. del Comune di Montenero di Bisaccia:

- Foglio 29: particelle 36 e 159;
- Foglio 30: particelle 51, 54, 59, 60;
- Foglio 32: particelle 13, 38, 109, 111, 114, 110, 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136;
- Foglio 33: particelle 8, 9, 10, 11, 47, 50.

un impianto agrivoltaico da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN.

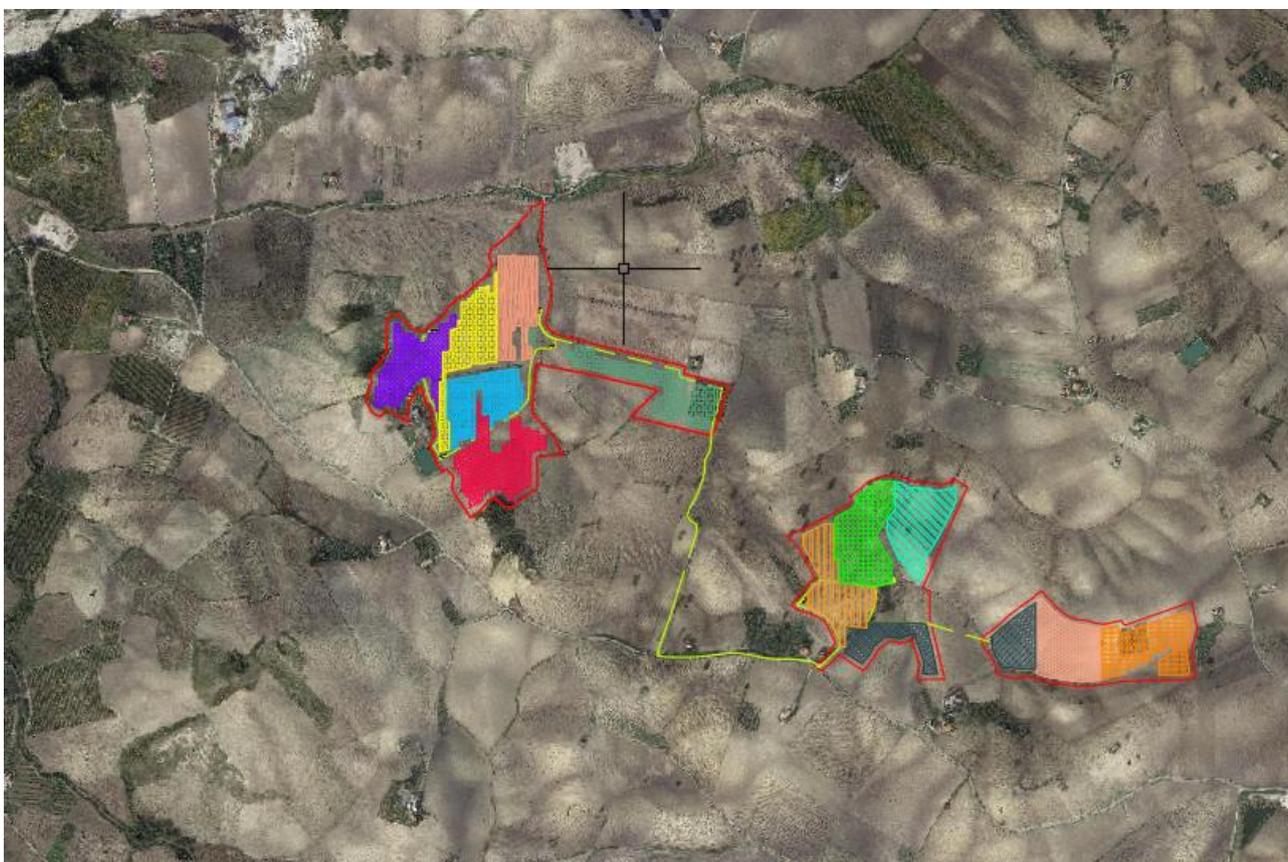


Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di impianto su ortofoto

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione del 12/11/2021 ed identificato con Codice Pratica **202100524**, prevede un collegamento in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “San Salvo –

Montecilfone” previa realizzazione dell’elettrodotto RTN 380 kV “Foggia -Larino -Gissi” di cui al Piano di Sviluppo Terna.

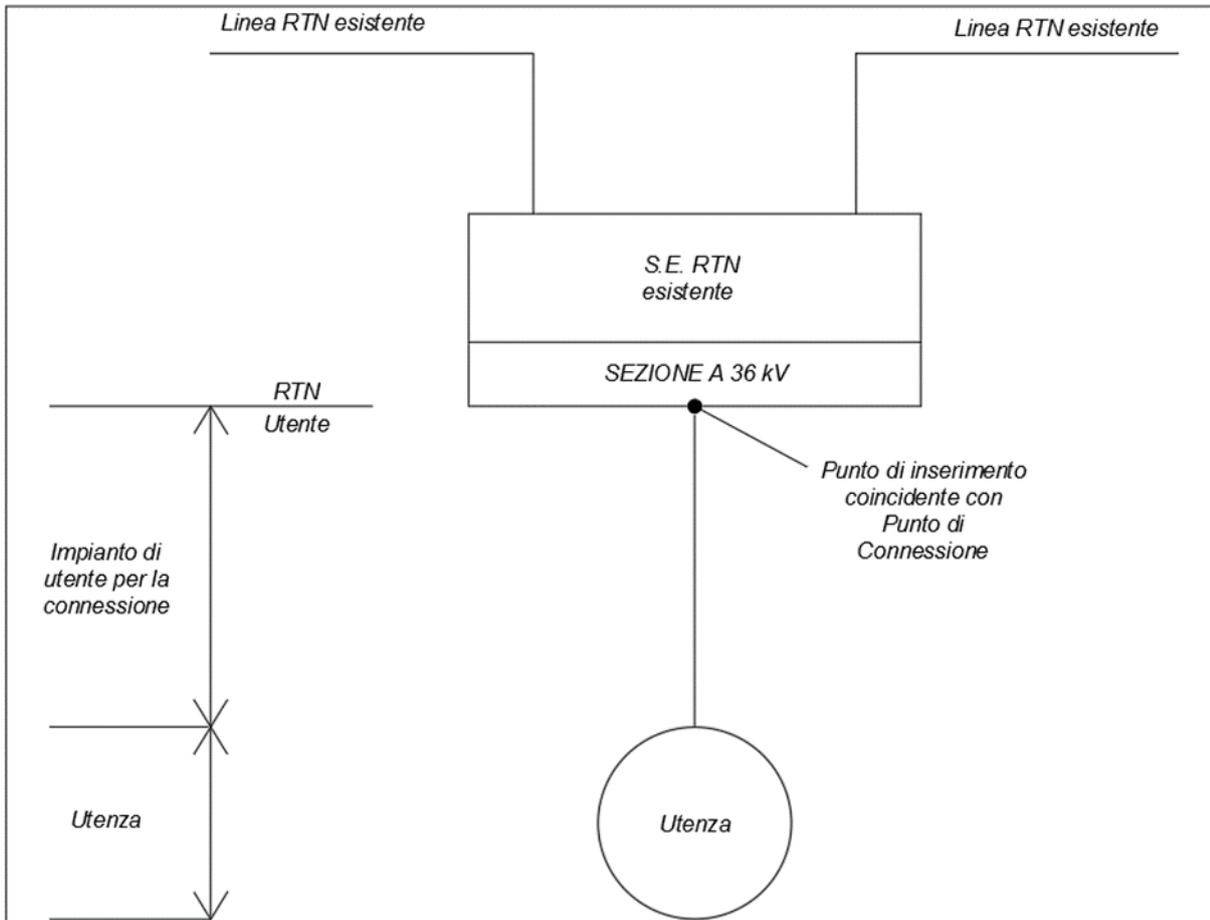


Figura 2: schema di inserimento in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN

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**.

Considerando che l’impianto sarà sottoposto ad **Iter di Valutazione di Impatto 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, 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 (Impianto di Utente). Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull’Impianto di Utente per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- 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 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 0-2 “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 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- 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)”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- 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 450/750 V;
- 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;
- 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. Caratteristiche generali del sito

L'impianto risiederà su un appezzamento di terreno posto ad un'altitudine media di **100.00** m s l m, dalla forma poligonale irregolare.

L'estensione complessiva del terreno è di circa 28,55 ettari, mentre l'area occupata dagli inseguitori (area captante) risulta pari a circa 7,4 ettari, determinando sulla superficie catastale complessiva assoggettata all'impianto, un'incidenza pari a circa il 25,8%.

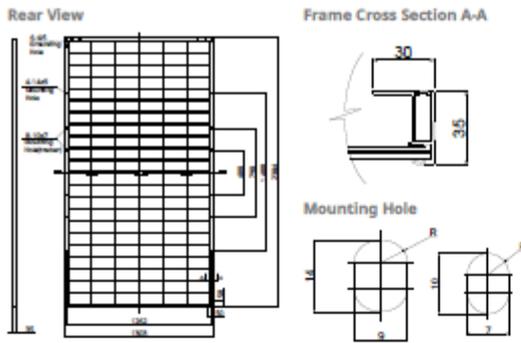
5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "*Asterope Sol srl*", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **31.914,68 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 150/36 kV della RTN, da inserire in entrata alla linea RTN a 150 kV "San Salvo -Montecilfone", previa realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Foggia-Larino-Gissi", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

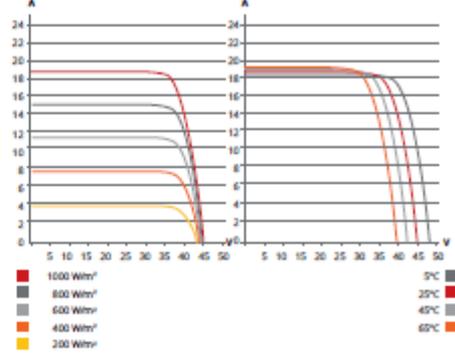
Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare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

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici "*Canadian Solar BiHiKu7 da 665 Wp*" costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 56 e 84 moduli.

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-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%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	25.7%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², 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 = $P_{max_{back}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{back}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



January 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.1_EN

Figura 3: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Per ridurre costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNYCENTRAL da 2.500 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo

numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	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 ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ¹⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputside disconnection point		DC load-break switch	
Outputside disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		o / o	
Insulation monitoring		o	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁸⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE 1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-4-4, IEC/EN 61000-4-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A		
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion 2) Efficiency measured without internal power supply 3) Efficiency measured with internal power supply 4) Self-consumption at rated operation 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C 7) Sound pressure level at a distance of 10 m 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets. 9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable). 10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA. 11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 4: scheda tecnica inverter centralizzati SMA

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

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

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

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

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

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

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

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

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAXFV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc} (25^{\circ}\text{C}) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV}(\theta_{min.}) = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo}(\theta_{min})$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo}(\theta_{min})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

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

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

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

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

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

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

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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

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

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

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

dove:

- $I_{\text{stringa, Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2 .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli, ottenendo esito positivo.***

Come deducibile dalle tavole di layout allegata e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in ***12 sottocampi fotovoltaici***, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 2.644,04 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, da 2.681,28 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°11, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 12, da 2.681,28 kWp.

Per ridurre l'occupazione del suolo ed il conseguente impatto ambientale, sono state previste n° 6 cabine elettriche di conversione e trasformazione, ciascuna delle quali sarà a servizio di 2 sottocampi contigui, come mostrato nello schema di principio di seguito rappresentato:

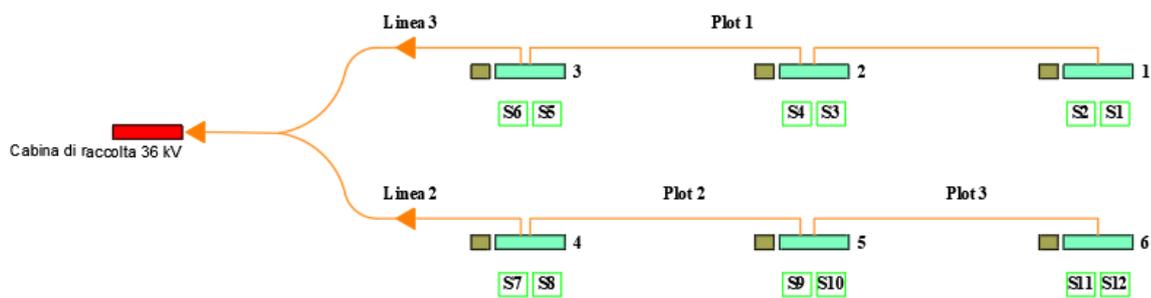


Figura 5:schema di principio impianto

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

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato, a mezzo della quale l'impianto verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura stazione elettrica di trasformazione (SE) 150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "San Salvo – Montecilfone".

6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

6.1 Moduli fotovoltaici

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici *Canadian Solar BiHiKu7 da 665 Wp* costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.

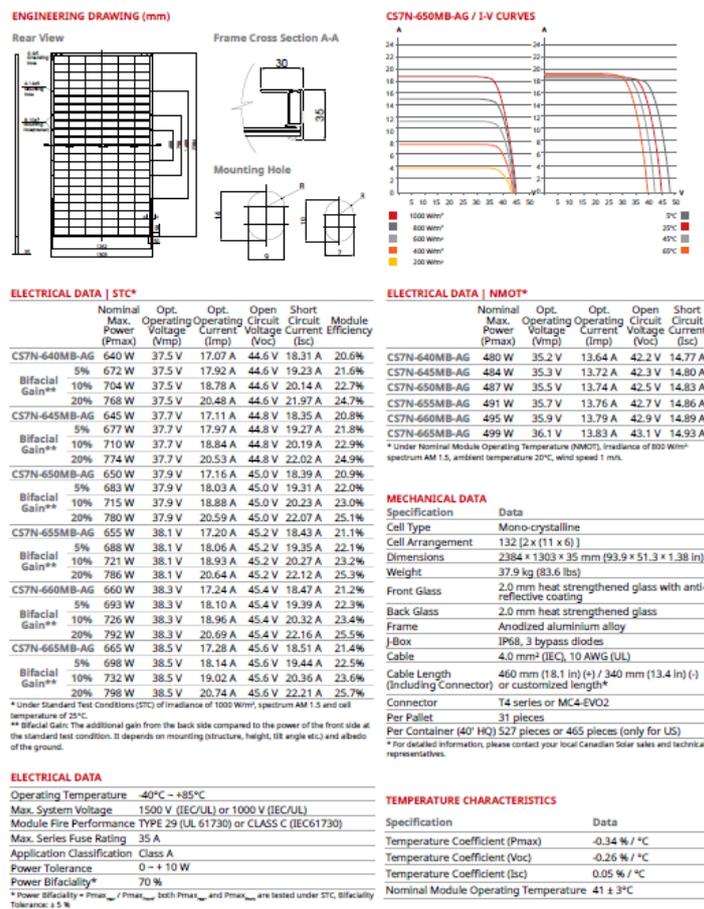


Figura 6: datasheet dei moduli fotovoltaici

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST) costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,50 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,50 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tali strutture verranno appoggiate 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 l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. Nclave, 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.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali, verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m².

Supponendo di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K*, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm². La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
							Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,88	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Figura 7: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

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

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 14 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{14} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

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

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1,25 \times 18,51 \times 14) = 324 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 300 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

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

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

Figura 8: scheda tecnica cavi BT FG7R / FG7OR 0,6/1kV

6.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione.

Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

6.5 Gruppi di conversione DC/AC

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione dell'energia elettrica prodotta di tipo centralizzato **SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA**, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1800 V	1800 V	1800 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 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} =$ 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 ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	60 Hz / 57 Hz to 63 Hz
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹¹⁾		> 2	> 2
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		• 1 / 0.8 overreacted to 0.8 underreacted o 1 / 0.0 overreacted to 0.0 underreacted	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ⁴⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputside disconnection point		DC loadbreak switch	
Outputside disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		o / o	
Insulation monitoring		o	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁶⁾ / partial load ⁷⁾ / average ⁸⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁹⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ¹⁰⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ¹¹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	• / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, DOE/MSRL, IEEE1547, Article du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A		
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
• Standard features: o Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

Figura 9: scheda tecnica inverter centralizzato SMA

Complessivamente verranno utilizzati 12 inverter centralizzati per una potenza complessiva pari a 30.000 kVA.

6.6 Trasformatori di potenza

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza da 2.500 kVA isolato in resina*, le cui caratteristiche sono deducibili dal datasheet sotto riportato:

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	1280	4.000	6	67	1510	750	1470	520	125	40	1370
	400	1650	5.700	6	69	1560	950	1660	670	160	50	1760
	630	2200	8000	6	71	1660	950	1790	670	160	50	2330
	800	2.700	9600	6	72	1730	1100	1910	670	160	50	2730
	1000	3100	11500	6	73	1770	1100	2030	820	160	50	3120
	1250	3600	14000	6	75	1810	1100	2120	820	160	50	3620
	1600	4.200	17000	6	76	1870	1100	2270	820	160	50	4280
	2000	5000	21000	6	78	1980	1200	2380	1070	200	70	5090
	2500	5800	25.000	6	81	2080	1200	2470	1070	200	70	6010
	3150	6700	30000	6	83	2240	1200	2480	1070	200	70	7230

Figura 10: scheda tecnica trasformatori di potenza

6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, le cabine elettriche di trasformazione interne al campo verranno interconnesse in entra-esce a gruppi di 3 e collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di n° 2 linee elettriche in cavo interrato *RG7HIRFR 26/45 kV* elettrificate a 36 kV, aventi le caratteristiche di seguito riportate:

Linea n° 1

- Tipologia di cavo: *RG7HIRFR 26/45 kV*;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- Lunghezza: circa 990 m;

Linea n° 2

- Tipologia di cavo: **RG7HIRFR 26/45 kV**;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- Lunghezza: circa 2860 m;

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

RG7H1RFR EPRO-SETTE™

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



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

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda a fili di rame in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2

Semiconduttivo interno

Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 3,6/6 kV)

Isolante

Miscela di gomma ad alto modulo G7

Semiconduttivo esterno

Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 3,6/6 kV) pelabile a freddo

Schermo metallico

Fili di rame e nastro equalizzatore di rame

Guaina di separazione

Miscela PVC

Armatura

Fili di alluminio

Guaina esterna

Miscela PVC, colore rosso

Marcatura

PRYSMIAN (*) RG7H1RFR <tensione>

<sezione> <anno>

(*) Sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro

Marcatura metrica progressiva ad inchiostro

Applicazioni

I cavi possono essere forniti con caratteristiche di:
- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi (AFUMEX).

Standard

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

Cable design

Core

Conductor: annealed stranded copper wires, according to IEC 60228, class 2

Inner semi-conducting layer

Extruded elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 3,6/6 kV)

Insulation

High module rubber compound, G7 type

Outer semi-conducting layer

Extruded cold strippable elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 3,6/6 kV)

Metallic screen

Copper tapes

Separation sheath

PVC compound

Armour

Aluminium wires

Over sheath

PVC compound, red colour

Marking

PRYSMIAN (*) RG7H1RFR <rated voltage>

<cross-section> <year>

(*) Plant of production

Embossed marking each meter

Meter marking by ink

Applications

Cables can be supplied with the following characteristics:
- fire retardant and with low emission of corrosive substances
- low emission of opaque smoke and toxic gases and without corrosive gases (AFUMEX).

RG7H1RFR EPRO-SETTE™

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

Unipolare - conduttore di rame / Single core - copper conductor - RG7H1RFR

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	diámetro indicativo conduttore approximate conductor diameter (mm)	spessore isolante insulation thickness (mm)	diámetro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)	sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	posa in aria a trifoglio open air installation trefoil (A)	posa interrata a trifoglio p= 1°C m/W underground installation trefoil p= 1°C m/W (A)
---	--	---	--	---	--	---	--	---

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,1	8,0	41,2	2060	550
70	9,8	8,0	43,0	2350	580
95	11,4	8,0	44,8	2710	610
120	12,9	8,0	46,6	3040	620
150	14,2	8,0	48,6	3570	660
185	15,8	8,0	51,2	4110	690
240	18,2	8,0	54,4	4760	730
300	20,5	8,0	57,3	5530	770
400	22,9	8,0	60,3	6500	800
500	26,2	8,0	63,9	7750	860
630	30,0	8,0	68,9	9500	940

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	295	212
70	292	259
95	352	380
120	402	348
150	451	383
185	510	427
240	590	484
300	663	534
400	745	589
500	836	646
630	930	701

Dati costruttivi / Construction charact. - 26/45 kV

70	9,8	10,0	48,5	2860	650
95	11,4	10,0	50,3	3240	680
120	12,9	10,0	51,9	3580	690
150	14,2	9,0	51,3	3720	690
185	15,8	9,0	53,2	4190	720
240	18,2	9,0	56,1	4910	750
300	20,5	9,0	59,0	5680	790
400	22,9	9,0	61,9	6670	830
500	26,2	9,0	65,5	7940	870
630	30,0	9,0	70,1	9630	940

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 26/45 kV

70	291	256
95	351	304
120	401	343
150	451	382
185	510	426
240	591	484
300	665	535
400	747	590
500	839	647
630	934	702

Figura 11: scheda tecnica cavi RG7H1RFR 26/45 kV

Per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati, si rimanda alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*”.

6.8 Cabina di raccolta

È prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo **container 40'** di tipo **High Cube** delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale a 36 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 100 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 20 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A, predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

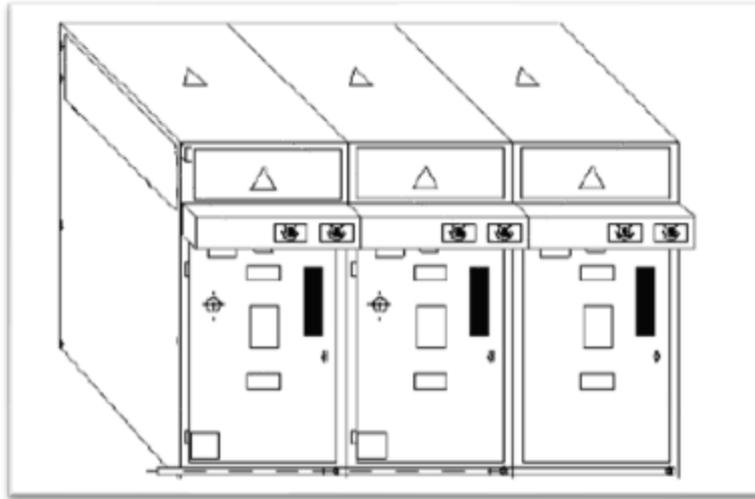


Figura 12: immagine indicativa quadro elettrico 36 kV isolato in aria

Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti previsti sono quelli di seguito elencati:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- N° 2 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno dei quali costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e protezione direzionale di terra;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

A titolo esemplificativo e non esaustivo, vengono riportate le immagini delle apparecchiature sopra descritte, fermo restando che le scelte progettuali potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

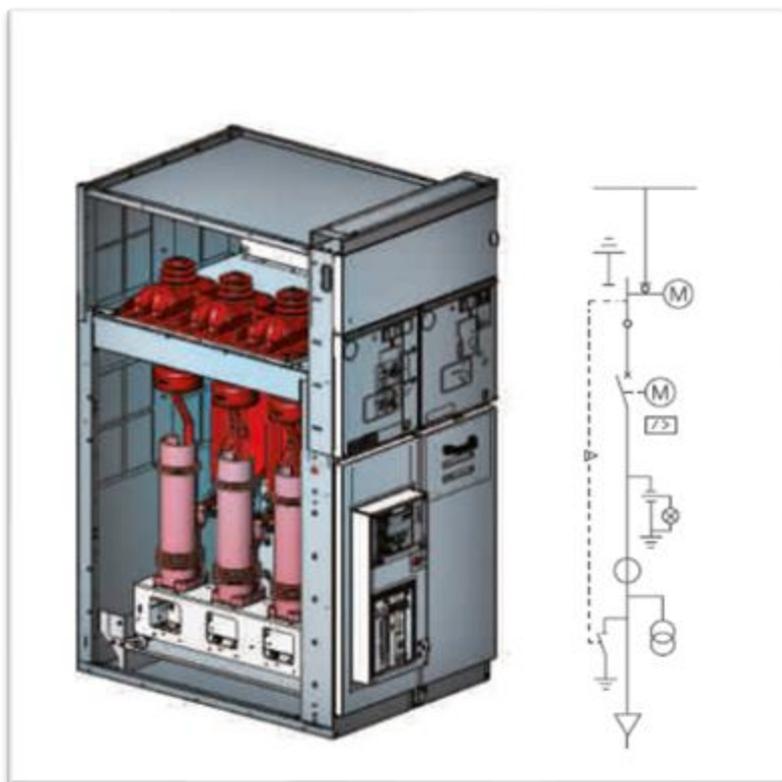


Figura 13: scomparto protezione linee

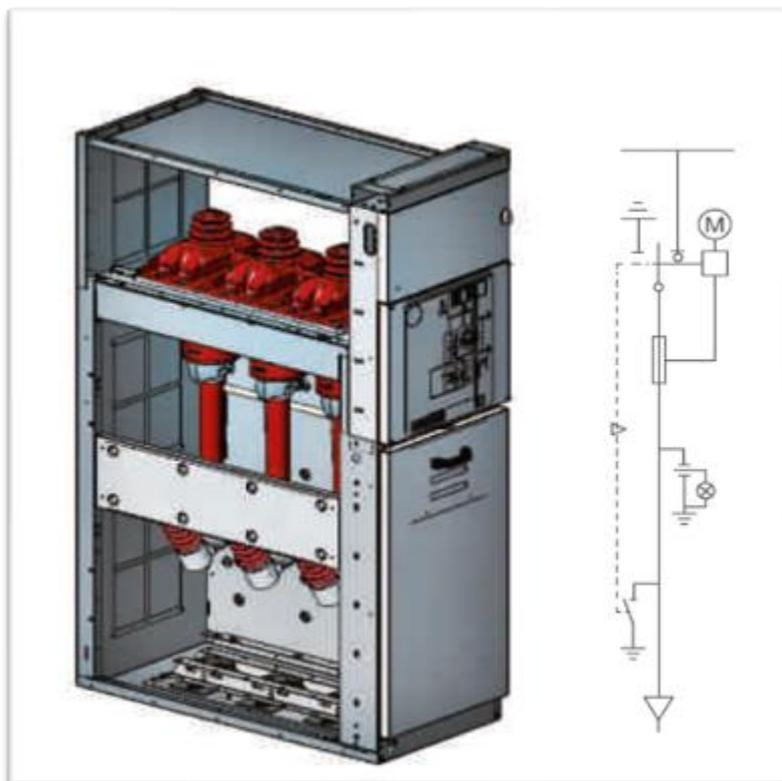


Figura 14: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione 150/36 kV

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto della presente relazione tecnica, verrà collegato con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 150/36 kV a mezzo di una dorsale a 36 kV dimensionata in funzione della potenza da trasmettere.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati.

- Tipologia di cavo: **RG7HIRFR 26/45 kV**;
- Formazione: 3x(1x630) mm²;
- Lunghezza: circa 2.960 m.

Conformemente a quanto prescritto dall'Allegato A.68 del Codice di Rete, la linea di collegamento dell'Impianto di Utente alla futura stazione RTN sarà dotata di vettore in fibra ottica fra gli estremi con coppie di fibre disponibili e indipendenti utilizzabili per:

- Telemisure e telesegnali da scambiare con Terna;
- Scambio dei segnali associati alla regolazione di tensione;
- Eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione-;
- Segnali per il sistema di difesa.

6.11 Locali trasformatori servizi ausiliari

Oltre ai locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 6 locali tecnici all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione.

Tali trasformatori, avranno il compito di alimentare i servizi ausiliari dei sottocampi di pertinenza ed avranno le seguenti caratteristiche:

- Potenza Nominale: 100 kVA;
- Tensione Primaria Nominale: 36 kV;
- Tensione Secondaria Nominale: 400V;
- Tensione di Cortocircuito: 6%.

Di seguito viene riportata un'immagine indicativa dei locali tecnici menzionati, rimandando alla tavola particolari costruttivi per maggiori dettagli.

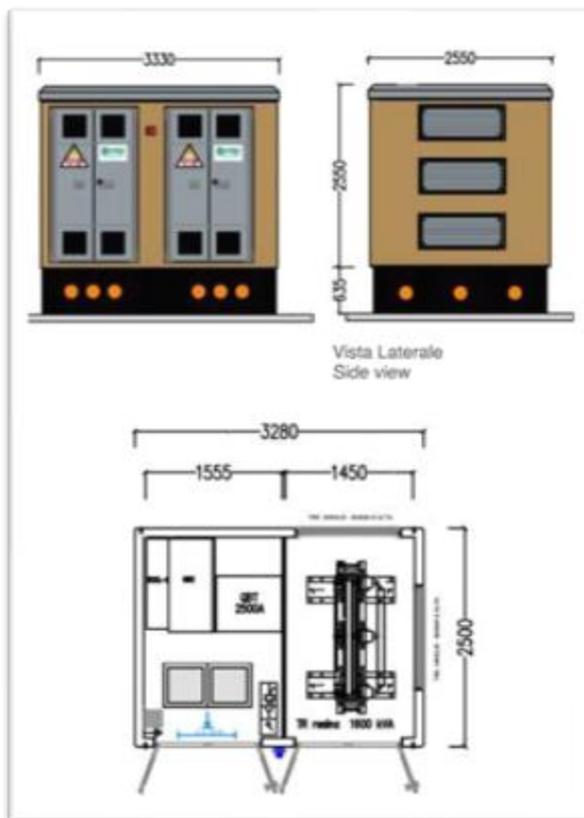


Figura 15: Costruttivo Cabine Servizi Ausiliari

6.10 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori "servizi ausiliari" dedicati, installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

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

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I

pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).

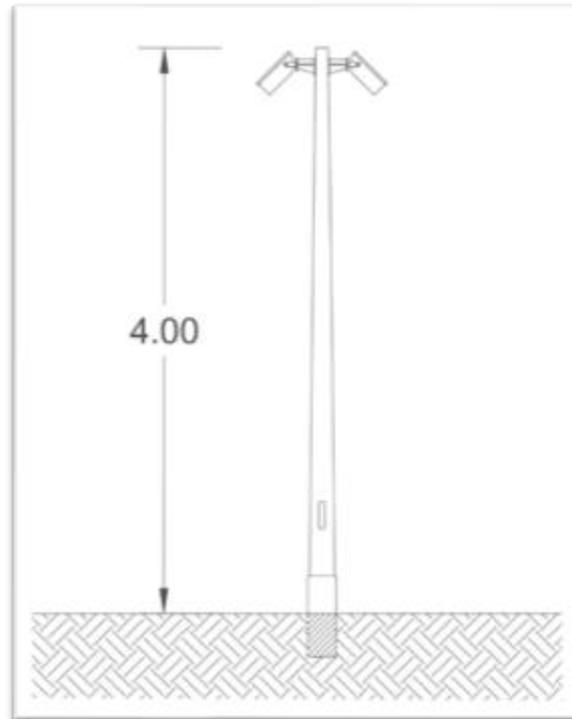


Figura 16: sostegno per impianto di videosorveglianza

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.