



REGIONE SICILIA  
PROVINCIA DI CALTANISSETTA  
COMUNE DI GELA



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI GELA (CL)  
IN LOCALITÀ TIMPAZZO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE  
NEI COMUNI DI GELA (CL) E BUTERA(CL)

DI POTENZA PARI A **29.877,12 kWp**  
DENOMINATO "**GELA TIMPAZZO**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE



**IMPIANTO  
AGRIVOLTAICO  
AVANZATO**

**LAOR  
(Land Area  
Occupation Ratio)  
19%**

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202202363	RS09REL0004A1	-	30/05/2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

**HF SOLAR 14 S.r.l.**

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

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

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

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

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

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
PROGETTISTA

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

**denominato**

**“GELA TIMPAZZO”**

**Relazione tecnica generale**

**Progetto definitivo**

## **Sommario**

1. Definizioni.....	1
2. Premessa.....	2
3. Normativa di riferimento.....	5
4. Caratteristiche generali del sito.....	8
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.....	19
6.4 Quadri parallelo stringhe.....	21
6.5 Gruppi di conversione DC/AC.....	21
6.6 Trasformatori di potenza.....	22
6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo.....	23
6.8 Cabina di raccolta.....	25
6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV.....	26
6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica.....	28
6.11 Collegamento in Fibra Ottica con la S.E. Terna.....	29
6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari.....	30
6.13 Servizi ausiliari di impianto.....	30

# 1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

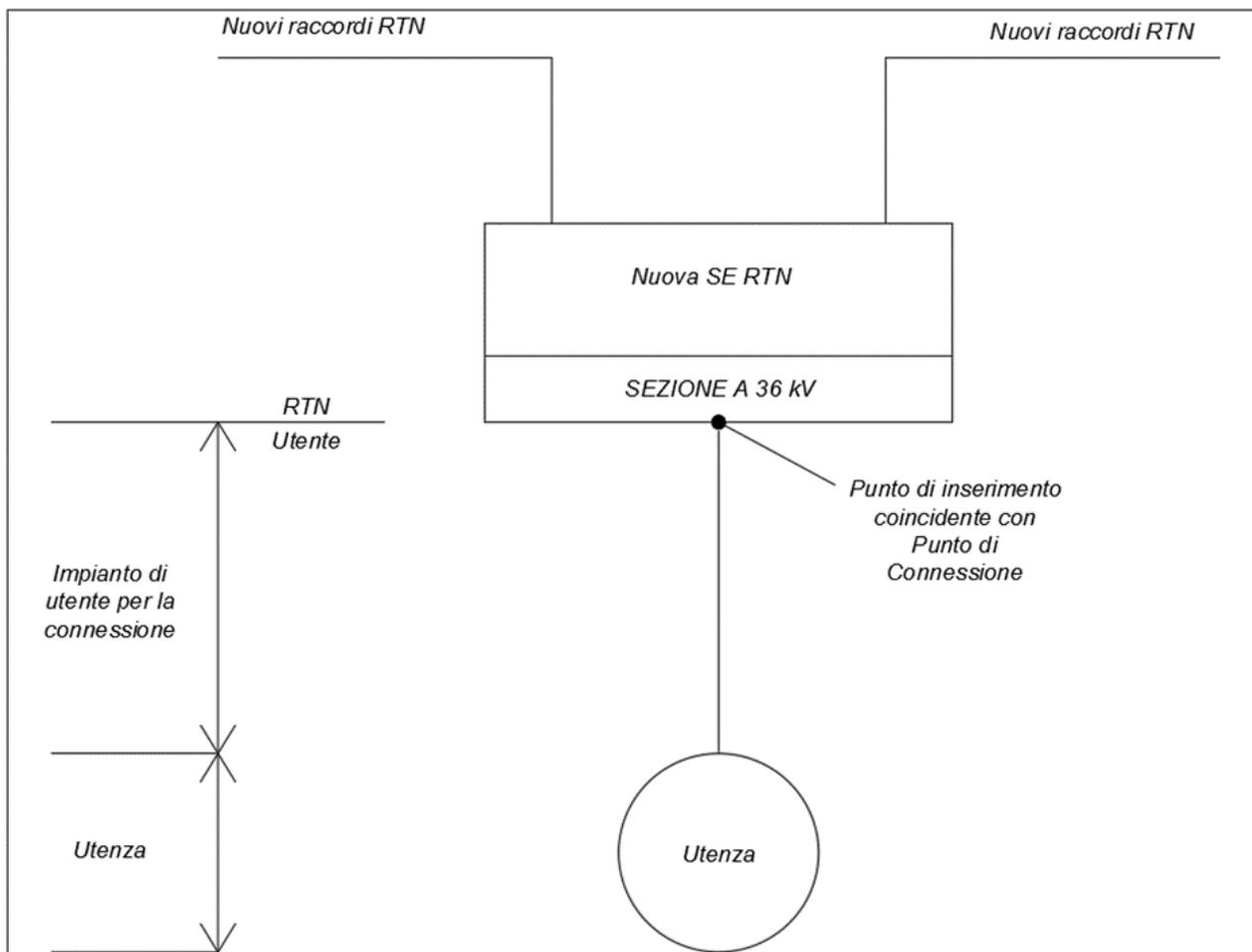
- **Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- **Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.
- **Impianto di Rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione:** insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **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 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;
- **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.

## 2. Premessa

La Società HF SOLAR 14 S.r.l. intende realizzare nel territorio comunale di Gela (CL) in località “Timpazzo” su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 14 Particelle 1, 2, 3, 5, 7, 12 ,14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 38, 50, 51, 52, 53, 60, 62, 63, 65, 69, 74, 72 ed al Foglio 52 Particelle 9, 83, 101, 102, 150, 151, 154, 256, un impianto agrivoltaico avente una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici valutate in condizioni STC, pari a **29.877,12 kWp**.



Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 11/11/2022 ed identificato con Codice Pratica **202202363**, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiaramonte Gulfi - Favara”:



Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce ***Impianto di Rete per la Connessione***. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come ***Impianto di Utenza***.

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter di Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA- livello 1 screening)*** e ad ***Autorizzazione Unica***, ai sensi art. 5 del D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357 e s.m.i. e ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza per la connessione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "***Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione***" STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

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

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull'Impianto di 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

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico all'interno del territorio comunale di Gela (CL) in località "Timpazzo" su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 14 Particelle 1, 2, 3, 5, 7, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 38, 50, 51, 52, 53, 60, 62, 63, 65, 69, 74, 72 ed al Foglio 52 Particelle 9, 83, 101, 102, 150, 151, 154, 256, per una potenza complessiva di **29.877,12 kWp**.

Dal punto di vista cartografico, l'area oggetto dell'indagine, si colloca sulla CTR alla scala 1:10.000 nella Sezione N°643040, e nell'IGM n° 272 sezioni I-SO / II-NE / II-NO.

Il sito d'impianto è posto ad un'altitudine media di 120 m s l m, dalla forma poligonale irregolare, suddiviso in 3 plot.

L'area è facilmente raggiungibile tramite viabilità pubblica e pertanto non è necessario realizzare ulteriori opere di viabilità d'accesso. L'accesso ai tre plot può avvenire alternativamente da una bretella della Strada Statale 117bis Centrale Sicula a Sud, o dalla Strada Provinciale 190 a Nord.

L'estensione complessiva del terreno è di circa **66,55ha**, questi costituiscono la superficie del sistema agrivoltaico (Stot) mentre la superficie totale dell'ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv) risulta pari a circa **13,07ha**. Di conseguenza il **LAOR (Land Area Occupation Ratio)**, definito dalle linee guida ministeriali come il rapporto Spv/Stot, è pari al **19 %**.

Il generatore denominato "Gela Timpazzo", il cui numero di rintracciabilità è **202202363**, ha una potenza nominale totale pari a **29.877,12 kWp** e sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema.

L'impianto in oggetto, allo stato attuale, prevede l'impiego di moduli fotovoltaici, su strutture sub-verticali fisse, da 720 Wp bifacciali e con inverter di stringa. Il dimensionamento ha tenuto conto della superficie utile, della distanza tra le file di moduli (pitch 7 metri), allo scopo di evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco, e degli spazi utili per l'installazione delle Cabine di Trasformazione oltre che agli edifici di consegna e ricezione e dei relativi edifici tecnici.

## 5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 14 S.r.l.**, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **29.877,12 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) Butera 2 a 220/150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi - Favara".



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 le strutture di supporto dei moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di 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 “**Huasun Bifacciali da 720 Wp**” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo sub-verticali fisse con tilt 45°.

Si specifica che e i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato, in fase di realizzazione dell'impianto verranno utilizzati moduli commerciabili di tipo TIER 1.

Electrical Characteristics (STC*)						
HS-210-B132		DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power	(Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency	(%)	22,53%	22,70%	22,86%	23,02%	23,18%
Optimum Operating Voltage	(Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current	(Imp)	16,63A	16,69A	16,75A	16,81A	16,87A
Open Circuit Voltage	(Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current	(Isc)	17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature		-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage		DC-1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse		35A				
Power Tolerance		0~+5W				
Bifaciality		85% ± 5%				

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1,5, Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**						
		770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power	(Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage	(Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current	(Imp)	18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage	(Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current	(Isc)	19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM=1,5, ambient temperature 25 °C.

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter di stringa **SUNGROW da 320 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:

Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

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

Deve risultare pertanto:

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove  $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$  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  $\theta_{\text{max}}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo  $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$  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];
- $I_{\text{sc}}$  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  $1000\text{W/m}^2$ .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

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 allegate 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 **7 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 4.515,84 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 2.782,08 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 6.632,64 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 5.342,40 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 4.919,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 3.003,84 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 2.681,28 kWp;

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 7 "**locali di Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**", i quali saranno a servizio dei sottocampi, e n° 7 **locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari**.

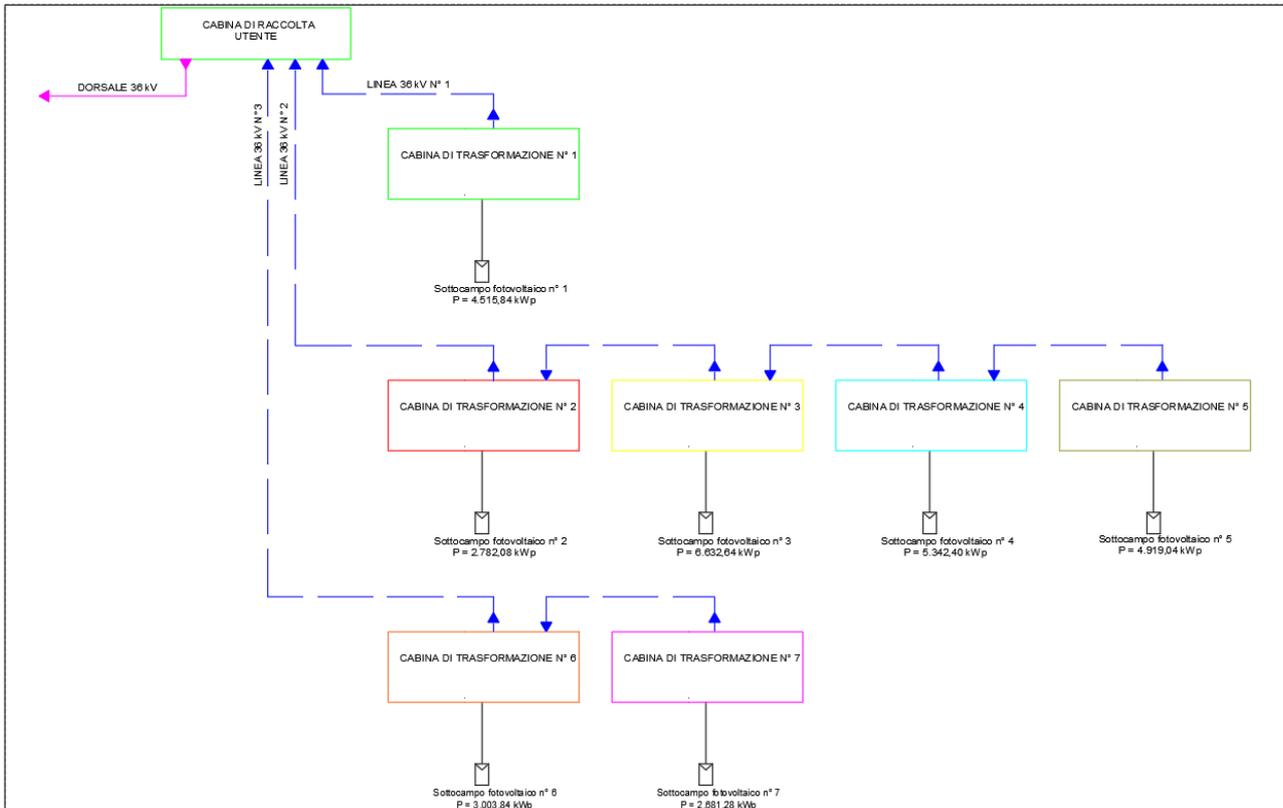
I locali menzionati saranno di tipo **container e in cemento armato vibrato rispettivamente**, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della **cabina di raccolta**. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 3 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, a servizio della cabina di trasformazione n°1;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 2, 3, 4 e 5;
- Linea n° 3, interconnette le cabine di trasformazione n° 6 e 7.

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato, la quale consentirà di collegare l'impianto di produzione con la sezione a 36 kV della futura stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN.

Quanto descritto, viene rappresentato nello schema a blocchi di impianto di seguito riportato:



## 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 saranno sempre di tipo TEIR 1 e 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 **Huasun Bifacciali da 720 Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino**.

Electrical Characteristics (STC*)						
HS-210-B132		DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power	(Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency	(%)	22,53%	22,70%	22,86%	23,02%	23,18%
Optimum Operating Voltage	(Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current	(Imp)	16,63A	16,69A	16,75A	16,81A	16,87A
Open Circuit Voltage	(Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current	(Isc)	17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature		-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage		DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse		35A				
Power Tolerance		0~+5W				
Bifaciality		85% ± 5%				

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1,5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**						
		770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power	(Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage	(Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current	(Imp)	18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage	(Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current	(Isc)	19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM=1,5, ambient temperature 25 °C.

## 6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli saranno di tipologia fissa sub verticale, costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati e poste orizzontalmente assecondando la giacitura del terreno lungo la direzione EST-OVEST. Tali strutture, considerando un'inclinazione dei pannelli di 45° all'asse della struttura, avranno un'altezza minima da terra di circa 2,10 m e un'altezza massima di circa 3,95 m.

I sostegni saranno di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

La soluzione scelta ha come obiettivo certo l'implementazione di una logica innovativa che mediante semplici accorgimenti geometrico-strutturali permetta la migliore conduzione agricola possibile ottenendo dei più che soddisfacenti risultati in termini di producibilità specifica.

La soluzione SUBVERTICALE permette infatti di sfruttare al meglio la funzione dei moderni pannelli fotovoltaici bifacciali, ponendo l'accento ed ottimizzando la producibilità della faccia posteriore secondo i fenomeni ottico-geometrici meglio espressi negli articoli scientifici di seguito citati:

- **Optimization and Performance of Bifacial Solar Modules: A Global Perspective**
  - Xingshu Sun, Mohammad Ryyan Khan, Chris Deline, and Muhammad Ashraful Alam
    - Network of Photovoltaic Technology, Purdue University, West Lafayette, IN, 47907, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 80401, USA
- **Analysis of the Impact of Installation Parameters and System Size on Bifacial Gain and Energy Yield of PV Systems**
  - Amir Asgharzadeh, Tomas Lubenow, Joseph Sink, Bill Marion, Chris Deline, Clifford Hansen, Joshua Stein, Fatima Toor
    - Electrical and Computer Engineering Department, The University of Iowa, Iowa City, IA, 52242, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 80401, USA
    - Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 87185, USA

### 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/m<sup>2</sup>.

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 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Basse Tension Bassa Tensione		<b>H1Z2Z2-K</b>					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

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° 20 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = \sum_{i=1}^{20} I_{stringa}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego [A];
- $i$  è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{stringa}$  è la corrente di stringa;

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = 16,87 \times 20 = 338 \text{ A}$$

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 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 400 mm<sup>2</sup>. 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	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
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 <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
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	-

## 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

Al fine di massimizzare la producibilità energetica, il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter multistringa **SUNGROW da 320 kVA**, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II

Complessivamente verranno utilizzati 88 inverter di stringa per una potenza complessiva di 28.160 kVA.

## 6.6 Trasformatori di potenza

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, è previsto l'utilizzo di due differenti taglie di trasformatori di potenza:

- Trasformatori di tipo 1, da 2500 kVA;
- Trasformatori di tipo 2, da 3150 kVA.

I quali sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale degli inverter sottesi a mezzo della relazione di seguito riportata:

$$An \text{ trafo} \geq \sum_{i=1}^n An \text{ inverter}$$

dove:

- An trafo è la potenza nominale del trasformatore, in kVA;
- n è il numero di inverter sottesi al trasformatore;
- An inverter è la potenza nominale del singolo inverter, in kVA.

I principali dati di targa delle macchine scelte, sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

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

## 6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche in cavo interrato *ARE4H5EX* elettrificate a 36 kV.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*” per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 3 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: a servizio della cabina n° 1;
- Linea n° 2: interconnette le cabine 2, 3, 4 e 5;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 6 e 7;

Le linee, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, presentano le caratteristiche di seguito indicate:

### **Linea 36 kV n° 1**

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x185) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: 500 m circa;

### **Linea 36 kV n° 2**

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: 2.960 m circa.

### **Linea 36 kV n° 3**

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x185) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: 2.860 m circa.

<b>CARATTERISTICHE ELETTRICHE</b>							
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm² SK1	0,28	0,114	0,125	0,161	501	410	22,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm² SK1	0,304	0,11	0,1	0,129	574	463	28,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm² SK1	0,335	0,106	0,0778	0,101	669	530	37,8
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm² SK1	0,363	0,102	0,0605	0,08	777	604	47,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm² SK1	0,396	0,098	0,0469	0,063	901	687	59,5

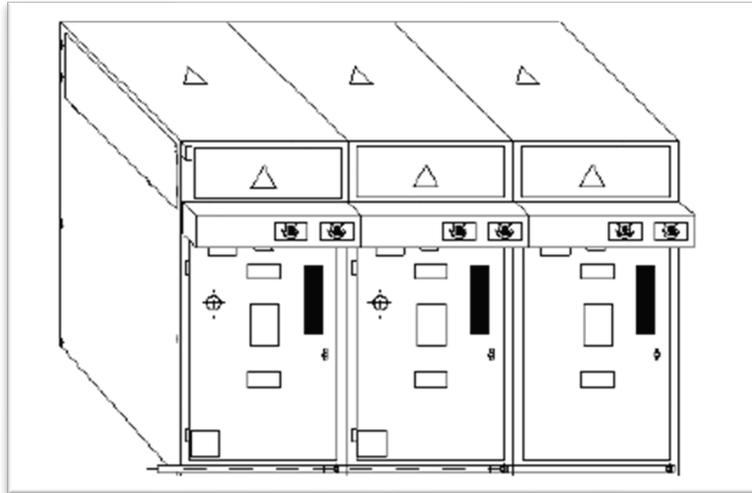
## 6.8 Cabina di raccolta

In corrispondenza dell'area di accesso al sito, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3m 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 50 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

## 6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV

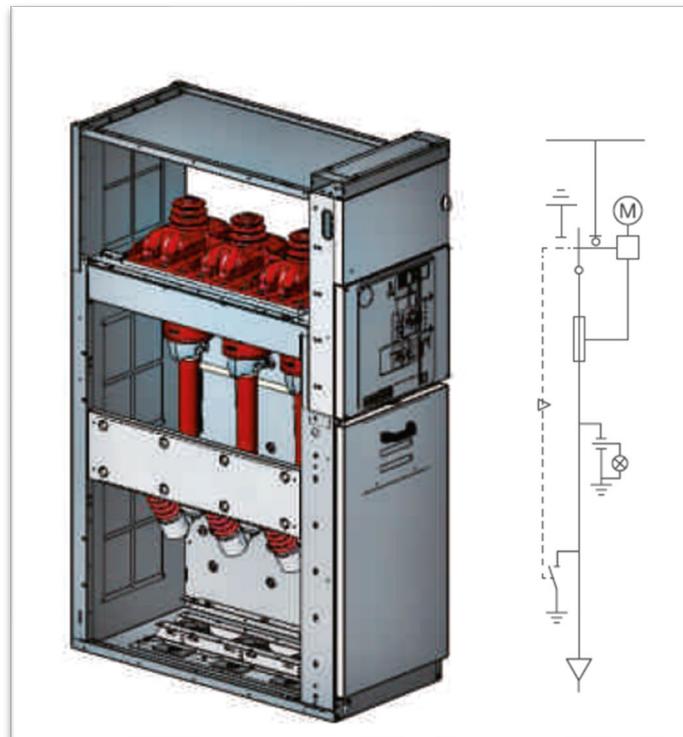
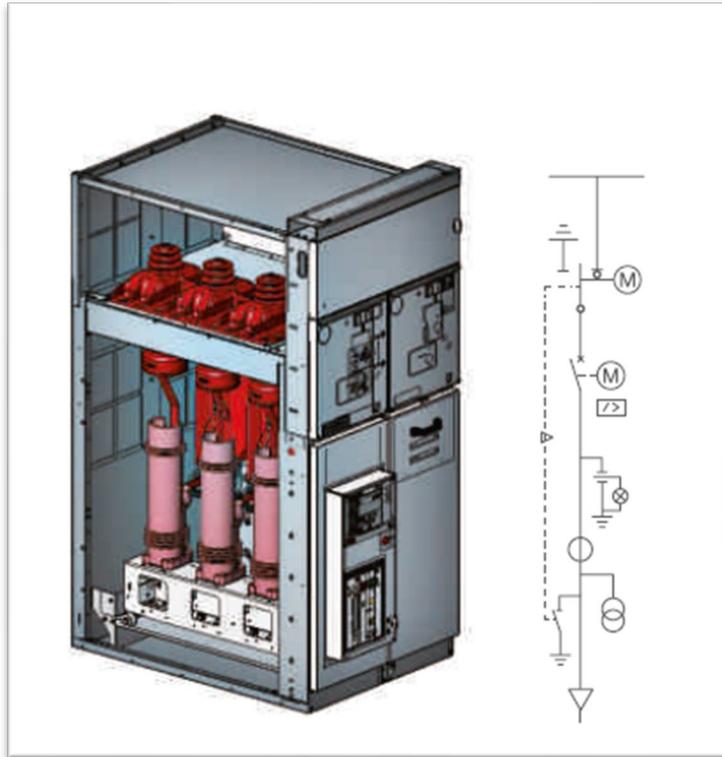
All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

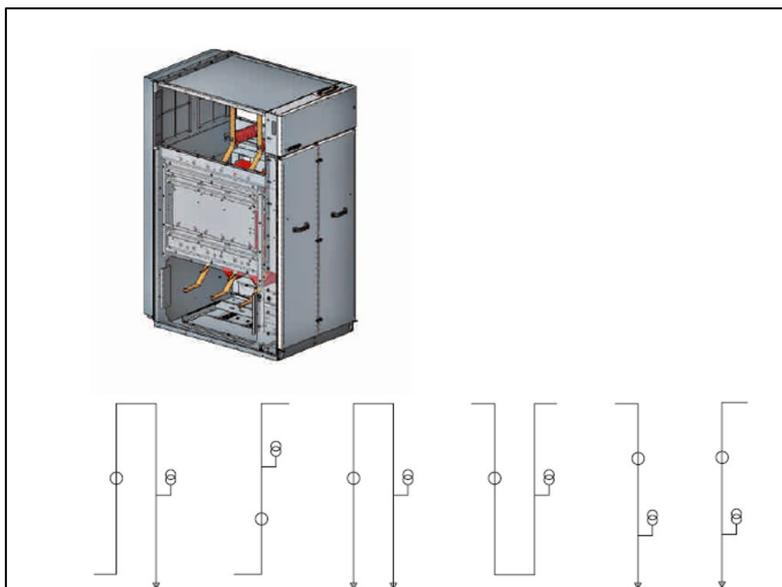


Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti previsti sono quelli di seguito elencati:

- **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 e direzionale di terra;
- **N° 1 scomparto risalita** dotato di TA e TV per l'alimentazione del gruppo di misura dell'energia scambiata con la rete;
- **N° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico**, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e di interfaccia;
- **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.

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:





Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

### **6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica**

L'impianto verrà collegato con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN a mezzo di una dorsale in cavo interrato elettrificata 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.

#### **Dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN**

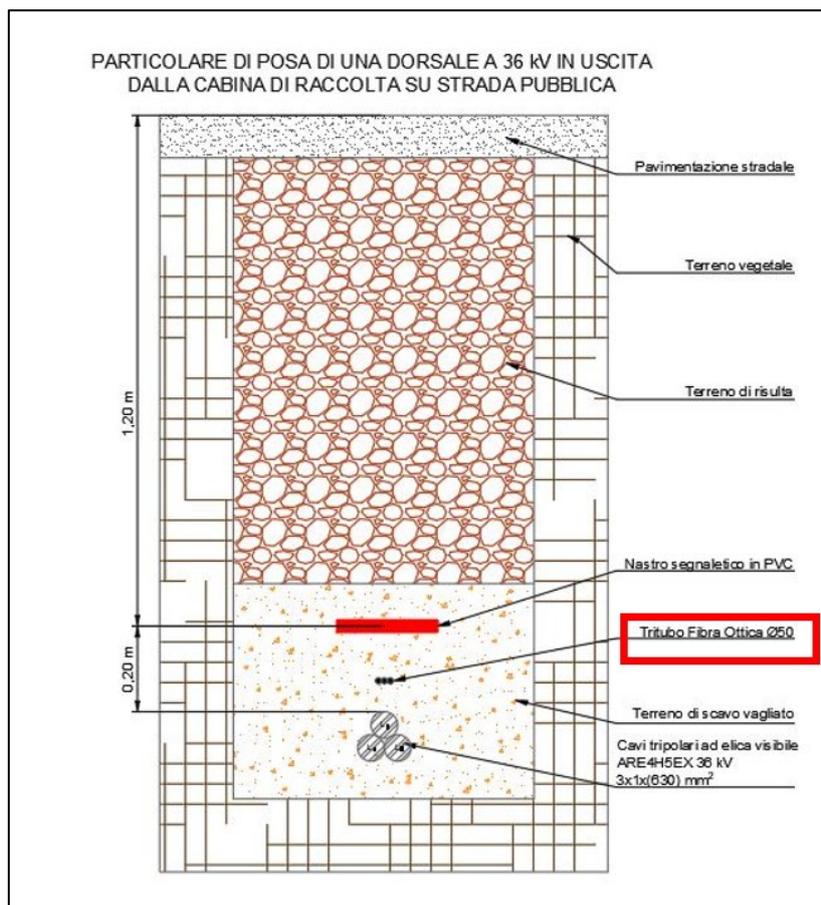
- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x630) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: 9.210 m circa.

## 6.11 Collegamento in Fibra Ottica con la S.E. Terna

In conformità a quanto prescritto dall'allegato A.68 del Codice di Rete Terna, la linea a 36 kV di collegamento dell'Impianto di Utente alla Stazione Elettrica RTN risulta dotata di vettori in fibra ottica fra gli estremi con coppie di fibre disponibili e indipendenti utilizzabili per:

- Telemisure e telesegnali da scambiare con il Gestore di Rete;
- Scambio di segnali associati alla regolazione locale della tensione;
- Segnali di telescatto associati al sistema di protezione dei reattori shunt di linea eventualmente presenti (i reattori shunt verranno installati su richiesta del Gestore di Rete in funzione delle esigenze della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale);
- Eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione;
- Segnali per il sistema di difesa.

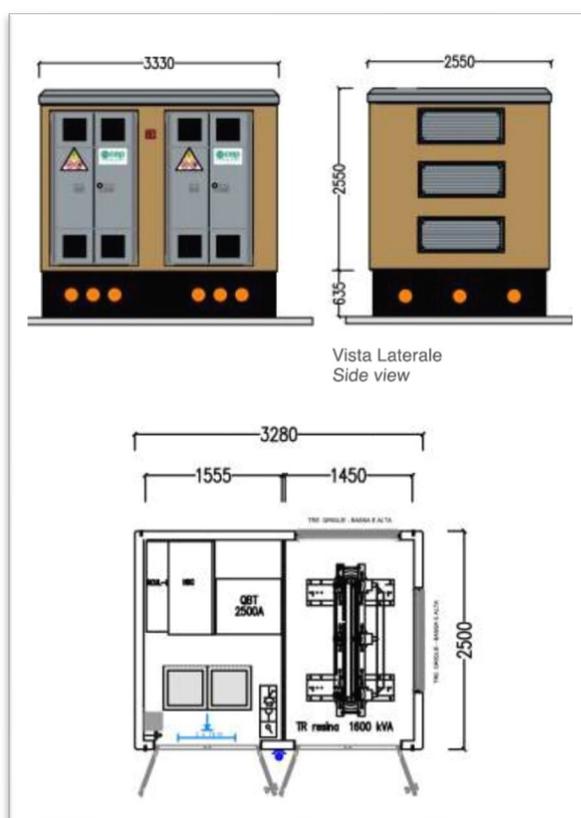
Come riscontrabile dai particolari di posa della dorsale di collegamento con la Stazione Elettrica, la linea in fibra ottica verrà installata all'interno di un tritubo dedicato posato all'interno della stessa trincea del cavo di energia:



## 6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari

Oltre ai locali di trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 7 locali tecnici all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione, i quali consentiranno di alimentare i servizi ausiliari dei sottocampi di pertinenza.

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



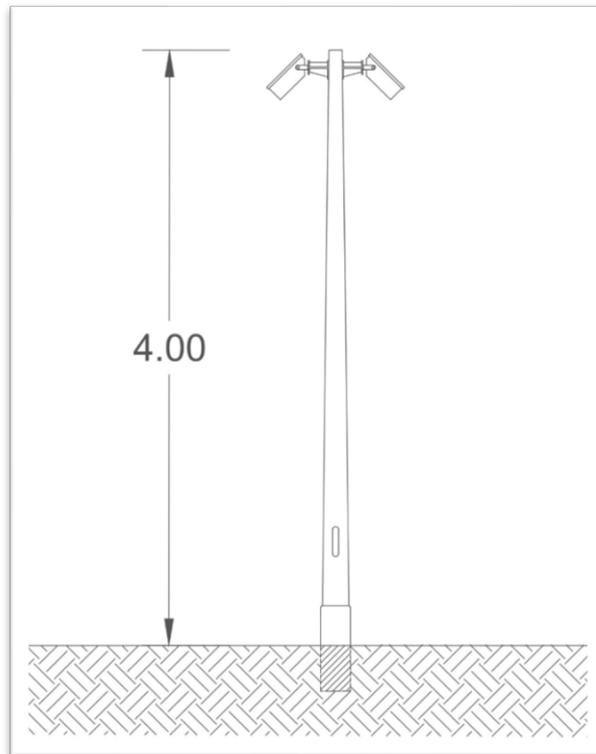
## 6.13 Servizi ausiliari di impianto

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).



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.