



REGIONE SICILIA

PROVINCIA DI CATANIA

COMUNE DI CALTAGIRONE



LOCALITÀ ALTOBRANDO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 45.12 MWp E POTENZA NOMINALE PARI A 39.75 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE



Sezione:

SEZIONE A - RELAZIONI GENERALI



Elaborato:

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

Scala:

Nome file stampa:

FV.CLT01.PD.R.A.09.pdf

Codifica Regionale:

RS06REL0008A0

Formato di stampa:

Nome elaborato:

FV.CLT01.PD.R.A.09

Tipologia:

R

A4

Proponente:

ALTOBRANDO S.r.l.

Via Chiese, 72
20126 Milano (MI)
P.IVA. 12458390965
ing. Stefano Scazzola

ALTOBRANDO S.r.l.
Via Chiese, 72
20126 Milano (MI)
P.IVA. 12458390965

**ALTOBRANDO
S.R.L.**

Progettista:

E WAY FINANCE SPA

P.zza S. Lorenzo in Lucina, 4
00185 Roma
P.IVA. 15773121007
ing. Antonio Bottone



CODICE

REV. n.

DATA REV.

REDAZIONE

VERIFICA

VALIDAZIONE

FV.CLT01.PD.R.A.09

00

04/2023

F. Pinto

A. Bottone

A. Bottone

*PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI
UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A
45.12 MW_p E POTENZA NOMINALE PARI A 39.75 MW E RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA'*

ALTOBRANDO DI CALTAGIRONE

proponente	progettazione
------------	---------------

ALTOBRANDO S.r.l.

Via Chiese, 72
20126 Milano (MI)
P.IVA. 12458390965
ing. Stefano Scazzola

ALTOBRANDO
S.R.L.

E WAY FINANCE SPA

P.zza S. Lorenzo in Lucina, 4
00185 Roma
P.IVA. 15773121007
ing. Antonio Bottone



DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

INDICE

1	PREMESSA	6
2	INTRODUZIONE	7
2.1	DESCRIZIONE IMPIANTO DA REALIZZARE	7
3	OPERE DA REALIZZARE	11
4	OPERE EDILI	12
4.1	INSTALLAZIONE MODULI FOTOVOLTAICI	12
4.2	INSTALLAZIONE DEI PALI DEI TRACKER.....	13
4.3	INSTALLAZIONE DELLE POWER STATION.....	14
4.4	Indicazioni generali per l'installazione	15
4.5	Ambiente di installazione	15
4.6	Installazione della Power Station.....	16
4.7	INSTALLAZIONE DEGLI INVERTER	17
4.7.1	Indicazioni generali per l'installazione	17
4.7.2	Ambiente di installazione.....	18
4.7.3	Sequenza operazioni di collegamento dell'unità	18
4.8	INSTALLAZIONE DELLA CABINA DI RACCOLTA E MISURA E DELLA CONTROL ROOM	19
4.9	OPERE COMPLEMENTARI	21
4.10.1	Opere di mitigazione.....	21
4.10.2	Impianto di illuminazione e video-sorveglianza	24
5	ELEMENTI TECNICI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	26
5.1	MODULI FOTOVOLTAICI	26
5.2	TRACKER	29
5.3	QUADRI DI STRINGA.....	30
5.4	CABLAGGIO DC INTERNO.....	32
5.5	POWER STATION.....	36
5.6	CABLAGGIO MT	40
5.6.1	Cavidotto 36 kV interno	40
5.6.2	Cavidotto 36 kV esterno.....	41
5.6.3	Tipologia di posa	41
5.7	CABINA DI RACCOLTA	43
5.8	Sala quadri MT	44

5.9	Locale Trasformatore S.A. e locale misura.....	45
5.10	Locale Gruppo elettrogeno	46
5.11	CONTROL ROOM	47
6	OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN.....	49
6.1	CAVIDOTTO	49
6.2	CAVI	51
6.3	Pozzetti e camerette.....	51
6.4	Messa a terra dei rivestimenti metallici	52
6.5	CAVI IN FIBRA OTTICA	52
6.6	IMPIANTO DI TERRA	53

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1</i> Suddivisione dell'impianto in sottocampi	8
<i>Figura 2.</i> Caratterizzazione sottocampi e campo FV.....	9
<i>Figura 3.</i> Esempio di disposizione dei pali di fondazione delle strutture.....	14
<i>Figura 4.</i> Area di lavoro minima per Power Station	15
<i>Figura 5.</i> Indicazioni minime degli spessori del basamento, valori forniti dalla casa produttrice	16
<i>Figura 6.</i> Soluzione di installazione su pali in caso di necessità	17
<i>Figura 7.</i> Esempio installazione cabina in monobox	20
<i>Figura 8</i> Specie Arboree	23
<i>Figura 9.</i> Datasheet moduli FV.....	27
<i>Figura 10 -</i> Datasheet inverter tipologico	28
<i>Figura 11.</i> Pianta Tracker 2P con Moduli FV -	29
<i>Figura 13.</i> Datasheet quadro di stringa INGECON SUN M 12B	31
<i>Figura 14 -</i> Collegamento elettrico LATO DC	32
<i>Figura 15 -</i> Gruppo di conversione e trasformazione "INGECON SUN - FSK B Series" tipologico	37
<i>Figura 16 -</i> Schema elettrico Power Station tipologico	38
<i>Figura 17 -</i> "Entra esce" della PS.....	38
<i>Figura 18 -</i> Configurazione "entra-esce" delle PS	39
<i>Figura 19 -</i> Tratte interne MT "36kV"	40
<i>Figura 20 -</i> Cavo unipolare ARE4H5E 18/30 kV.....	41
<i>Figura 21 -</i> Modalità di Posa (CEI 11-17)	42
<i>Figura 22 -</i> Sezione cavi direttamente interrati.....	43
<i>Figura 23 -</i> Layout della CR (pianta e sezione).....	44
<i>Figura 24 -</i> Quadri MT tipologico.....	44
<i>Figura 25 -</i> Locale trasformatore S.A. e locale misura	46
<i>Figura 26 -</i> Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata	46
<i>Figura 27 -</i> Locale GE	47
<i>Figura 28 -</i> Control ROOM.....	48
<i>Figura 29 -</i> Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico	48
<i>Figura 30.</i> Cavidotto di collegamento alla SE su ortofoto	49

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	5 di 54

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1. Condizioni ambientali di riferimento per la Power Station</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 2. Dimensioni basamento Power Station.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 3. Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 4 - Datasheet quadri di campo (QdS) tipologico.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabella 5 - Caratteristiche elettriche cavo solare "H1Z2Z2-K"</i>	<i>32</i>
<i>Tabella 6 - Caratteristiche elettriche cavo BT "FG16R16"</i>	<i>33</i>
<i>Tabella 7 - Tensioni del generatore fotovoltaico</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 8 - Dati costruttivi "cavo di stringa"</i>	<i>35</i>
<i>Tabella 9 - Dati costruttivi "cavo QdS"</i>	<i>36</i>
<i>Tabella 10 - Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 18/30 KV</i>	<i>41</i>
<i>Tabella 11. Estratto da Norme CEI 64-8</i>	<i>51</i>

1 PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrivoltaico di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato "Altobrando", sito in agro di Caltagirone (CT).

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza di picco pari a 45.12 MWp e una potenza nominale di 39.75 MW ed è costituito dalle seguenti sezioni principali:

1. Un campo agrivoltaico suddiviso in 7 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici bifacciali aventi potenza nominale pari a 600 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker);
2. Una stazione di conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta "Power Station" per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Linee elettriche in MT a 36 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione delle Power Station alla Cabina di Raccolta e Misura;
4. Una Cabina di Raccolta e Misura in Media Tensione a 36 kV;
5. Una linea elettrica in MT a 36 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura con la sezione a 36 kV della futura SE di trasformazione 150/36 kV della RTN;

Titolare dell'iniziativa proposta è la società Altobrando S.r.l., avente sede legale in Via Chiese n. 72 - CAP 20126 (MI), P.IVA 12458390965.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	7 di 54

2 INTRODUZIONE

Obiettivo del presente elaborato è la redazione del disciplinare descrittivo e prestazionale, avente come scopo quello di descrivere i componenti e i materiali principali, finalizzato all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio sia dell'impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte fotovoltaica che del relativo impianto di utenza per la connessione da realizzarsi nel territorio comunale di Caltagirone (CT), in località "Altobrando" e da collegare in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 150/36 kV. La Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN prevede che *l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN, da inserire in doppio entra - esce alle linee RTN a 150 kV "S. Cono – Caltagirone 2" e "Barrafranca - Caltagirone", previa realizzazione degli interventi nell'area previsti nel Piano di Sviluppo Terna, costituiti da una futura stazione di trasformazione RTN 380/150 kV denominata "Vizzini", da inserire in entra – esce alla linea RTN 380 kV "Paternò – Chiaromonte Gulfi" e relativi raccordi alla linea 150 kV "CP Scordia – SE Mineo 150 kV", alla SE 150 kV Licodia Eubea ed alla CP Mineo.*

2.1 DESCRIZIONE IMPIANTO DA REALIZZARE

Oggetto dei lavori è la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, nel territorio del Comune di Caltagirone (CT), località "Altobrando". L'impianto fotovoltaico, installato a terra tramite strutture in acciaio zincato a caldo ad inseguimento monoassiale, è caratterizzato da una potenza di picco pari a 45.12 MWp (@STC) ed utilizza moduli bifacciali in silicio monocristallino.

La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 59 MW. Codice Pratica: 202001740.

La potenza nominale AC degli inverter dell'impianto è pari a 39.75 MWac.

Il sito oggetto di impianto fotovoltaico non presenta vincoli paesaggistici, si è comunque progettato in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità e idonea fascia di piantumazione perimetrale.

Il layout progettuale proposto è mostrato in Figura 1.



Figura 1 *Suddivisione dell'impianto in sottocampi*

L'impianto è suddiviso in 7 sottocampi elettricamente indipendenti, caratterizzati come mostrato in Figura .

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Tenka solar	Manufacturer	Ingeteam
Model	TKA600M-144-BF	Model	IS_1640TL_B630_IP54 [2020-05-27_up to 50°C]
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	1637 kWac
Number of PV modules	43316 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	25.99 MWp	Total power	22918 kWac
Array #1 - Sottocampo A		Array #5 - Sottocampo E	
Number of PV modules	12324 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7394 kWp	Total power	6548 kWac
Modules	474 Strings x 26 In series	Operating voltage	894-1300 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.13
Pmpp	6751 kWp		
U mpp	1021 V		
I mpp	6615 A		
Array #5 - Sottocampo E		Array #5 - Sottocampo E	
Number of PV modules	11102 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	6661 kWp	Total power	5612 kWac
Modules	427 Strings x 26 In series	Operating voltage	788-1300 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Pmpp	6082 kWp		
U mpp	1021 V		
I mpp	5959 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	45115 kWp	Total power	39754 kWac
Total	75192 modules	Number of inverters	28 units
Module area	194325 m ²	Pnom ratio	1.13

Figura 2. Caratterizzazione sottocampi e campo FV

PV Array Characteristics

Array #3 - Sottocampo C			
Number of PV modules	12506 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7504 kWp	Total power	6548 kWac
Modules	481 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	6851 kWp	Operating voltage	894-1300 V
U mpp	1021 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	6712 A		
Array #6 - Sottocampo F			
Number of PV modules	9048 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	5429 kWp	Total power	4911 kWac
Modules	348 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4957 kWp	Operating voltage	894-1300 V
U mpp	1021 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
I mpp	4856 A		
Array #7 - Sottocampo G			
Number of PV modules	9438 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	5663 kWp	Total power	4911 kWac
Modules	363 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	5170 kWp	Operating voltage	894-1300 V
U mpp	1021 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	5066 A		
PV module		Inverter	
Manufacturer	Tenka solar	Manufacturer	Ingeteam
Model	TKA600M-144-BF	Model	IS_1400TL_B540_IP54 [2020-05-27_up to 50°C]
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	1403 kWac
Number of PV modules	31876 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	19.13 MWp	Total power	16836 kWac
Array #2 - Sottocampo B			
Number of PV modules	10400 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	6240 kWp	Total power	5612 kWac
Modules	400 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	5697 kWp	Operating voltage	768-1300 V
U mpp	1021 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
I mpp	5582 A		
Array #4 - Sottocampo D			
Number of PV modules	10374 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	6224 kWp	Total power	5612 kWac
Modules	399 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	5683 kWp	Operating voltage	768-1300 V
U mpp	1021 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
I mpp	5568 A		

Figura 3. Caratterizzazione sottocampi e campo FV

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	11 di 54

3 OPERE DA REALIZZARE

Gli elementi da realizzare ed installare per la realizzazione, corretto esercizio, messa in sicurezza e rispetto dell'ambiente del parco agro-fotovoltaico sono così raggruppati:

- Pannelli Fotovoltaici e Tracker;
- Quadri di Stringa;
- Power Station;
- Cabina di raccolta;
- Cavidotti BT ed MT;
- Impianto di illuminazione e video-sorveglianza;
- Viabilità interna;
- Impianto di terra;
- Sistema di monitoraggio.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	12 di 54

4 OPERE EDILI

4.1 INSTALLAZIONE MODULI FOTOVOLTAICI

Per eseguire la corretta installazione dei moduli fotovoltaici è necessario seguire quanto descritto dal manuale descrittivo del modulo stesso. In fase esecutiva, confermata la scelta del fornitore dei moduli fotovoltaici, potranno esserci delle variazioni dovute ad indicazioni specifiche della società produttrice e/o al possibile passaggio a soluzioni commerciali aggiornate e maggiormente performanti.

È possibile riassumere quanto necessario per la corretta installazione dei moduli come segue:

- I moduli devono essere conservati in un ambiente asciutto e ventilato per evitare la luce solare diretta e l'umidità. Se i moduli vengono conservati in un ambiente non controllato, il tempo di conservazione deve essere inferiore a 3 mesi e devono essere prese ulteriori precauzioni per evitare che i connettori vengano esposti all'umidità o alla luce del sole, come l'utilizzo di cappucci terminali;
- Qualora si debbano scaricare i pallet dei moduli da un camion piatto, è necessario utilizzare una gru o un carrello elevatore;
- I moduli scelti (come meglio descritto nel paragrafo 5.1) sono qualificati per la Classe di sicurezza II (cioè progettati in modo da non richiedere la connessione della messa a terra); la classificazione antincendio è assicurata esclusivamente in caso di corretta installazione, come specificato nelle istruzioni di montaggio meccanico.
- Verrà collegata solo la quantità di moduli che corrisponde alle specifiche di tensione degli inverter utilizzati nell'impianto.
- È possibile collegare in parallelo un massimo di due stringhe senza utilizzare un dispositivo di protezione da sovracorrente (fusibili, ecc.) incorporato in serie all'interno di ciascuna stringa. È possibile collegare in parallelo tre o più stringhe se all'interno di ciascuna stringa è installato in serie un opportuno e certificato dispositivo di protezione dalle sovracorrenti. Inoltre, nella progettazione dell'impianto fotovoltaico deve essere assicurato che la corrente inversa di una stringa particolare sia inferiore al valore massimo del fusibile del modulo in qualsiasi circostanza.
- Solo moduli con parametri elettrici simili saranno collegati nella stessa stringa per evitare o ridurre al minimo gli effetti di mismatch negli array.
- Per ridurre al minimo il rischio in caso di fulminazione indiretta, verrà evitato di formare anelli con il cablaggio durante la progettazione dell'impianto.
- I moduli devono essere fissati in modo sicuro per sopportare tutti i carichi previsti, inclusi i carichi di vento e neve.
- È necessaria una distanza minima di circa 6,5 mm tra i moduli per consentire l'espansione termica dei telai.
- Secondo UL 61730, dovrebbe prevalere qualsiasi altro spazio specifico richiesto per mantenere una classificazione antincendio del sistema. I requisiti di spazio dettagliati relativi alla classificazione antincendio del sistema devono essere forniti dal fornitore di Tracker.
- Quando i moduli sono stati preinstallati, ma il sistema non è stato ancora connesso alla rete, ogni stringa di moduli deve essere mantenuta in condizioni di circuito aperto e devono essere intraprese le azioni appropriate per evitare la penetrazione di polvere e umidità all'interno dei connettori.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	13 di 54

- I connettori non sono impermeabili quando non accoppiati. Quando si installano i moduli, i connettori devono essere collegati l'uno all'altro e devono essere prese misure appropriate (come l'uso di cappucci terminali del connettore) per evitare che umidità e polvere penetrino nel connettore.
- Verranno utilizzati solo cavi solari dedicati e connettori adeguati (il cablaggio deve essere rivestito in un condotto resistente alla luce solare o, se esposto, dovrebbe essere esso stesso resistente alla luce solare) che soddisfino le normative antincendio, edilizie ed elettriche.
- Si utilizzano materiale conduttore in alluminio; per tal ragione i cavi scelti sono di tipo H1Z2Z2-K 0,6/1 kV.
- I cavi sono fissati al sistema di montaggio utilizzando fascette per cavi resistenti ai raggi UV, inoltre, sarà necessario adottare tutte le precauzioni appropriate per la loro protezione e manutenzione (ad es. posizionandoli all'interno di una canalina metallica come un condotto EMT). Va evitata l'esposizione alla luce solare diretta.
- Per il fissaggio dei cavi della scatola di giunzione al sistema di scaffalature è necessario un raggio di curvatura minimo di 60 mm.
- Il modulo è considerato conforme a UL 61730 e IEC 61215 solo quando è montato nel modo specificato dalle istruzioni di montaggio, indicazioni che saranno incluse nel manuale di installazione redatto in fase esecutiva.
- Tutto l'hardware di montaggio (bulloni, rondelle elastiche, rondelle piatte, dadi) verrà zincato a caldo o in acciaio inossidabile. I moduli devono essere imbullonati alle strutture di supporto solo attraverso i fori di montaggio nelle flange del telaio posteriore. Ciascun modulo deve essere fissato saldamente in almeno quattro punti su due lati opposti. I morsetti devono essere posizionati simmetricamente: essi saranno installati e serrati sulle guide di montaggio utilizzando la coppia indicata dal produttore dell'hardware di montaggio.
- Il materiale del morsetto deve essere in lega di alluminio anodizzato o acciaio inossidabile.

4.2 INSTALLAZIONE DEI PALI DEI TRACKER

I moduli fotovoltaici sono sostenuti da strutture metalliche fondate su un sistema di pali infissi, alti da terra 2,48 m, costituiti da profili metallici in acciaio galvanizzato o acciaio temperato in conformità alle condizioni ambientali del sito. La tecnica di installazione (battitura, vibro-infissione, microtrivellazione) dei pali sarà valutata in fase esecutiva a seguito di indagini approfondite sui terreni in sito.

Le schiere dovranno essere realizzate in modo da assicurare una reciproca distanza tale da rispettare i criteri progettuali sia di natura produttiva che agronomica:

- annullare i fenomeni di ombreggiamento reciproco;
- assicurare una adeguata ventilazione dei moduli;
- mantenere elevati i livelli produttivi delle coltivazioni proposte;
- assicurare il corretto apporto di luce solare al terreno e alle sue coltivazioni;
- garantire il libero passaggio di mezzi agricoli.



Figura 3. Esempio di disposizione dei pali di fondazione delle strutture

La struttura di testa può essere installata direttamente sui pali di fondazione guidati senza saldatura in loco. Nel rispetto dei più stringenti vincoli ambientali, questa soluzione elimina la necessità di fondazioni in calcestruzzo, riducendo anche i tempi di costruzione.

La regolazione della posizione a terra avviene in prossimità delle fondazioni e la rotazione è sulla parte superiore della struttura. La soluzione TRJ fornisce sia il movimento rotatorio che la regolazione dell'allineamento della posizione. Questo è possibile grazie ad uno snodo sferico (simile ai componenti utilizzati nei sistemi di attuazione industriale) inglobato in un "sandwich" che collega i pali di fondazione ai traversi principali.

L'utilizzo di profili in acciaio zincato consente di poter disporre di un prodotto reperibile ovunque, di ottime prestazioni meccaniche in relazione al peso. Inoltre, essi risultano facilmente trasportabili ed il loro montaggio non necessita di mezzi di sollevamento o di lavori su strutture in elevazione. Ai fini della durata nel tempo, la zincatura dovrà essere a caldo secondo quanto previsto dalla norma CEI 7 – 6: Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici (spessore adeguato, uniformità ed assenza di sbavature nelle forature).

Le modalità di installazione previste saranno tali da contrastare il momento di ribaltamento e le sollecitazioni esercitate dal vento.

4.3 INSTALLAZIONE DELLE POWER STATION

Quando il posizionamento delle Power Station all'interno del layout di impianto è stato definito si può procedere alla pianificazione delle attività necessarie all'installazione della struttura. Per garantire il corretto montaggio della Power Station bisogna seguire delle precise linee guida fornite dalla casa produttrice.

4.4 Indicazioni generali per l'installazione

- L'area di lavoro deve essere sufficientemente ampia da garantire lo svolgimento agevole delle attività di manutenzione. Nello specifico, bisogna rispettare le distanze minime mostrate in Figura 4;

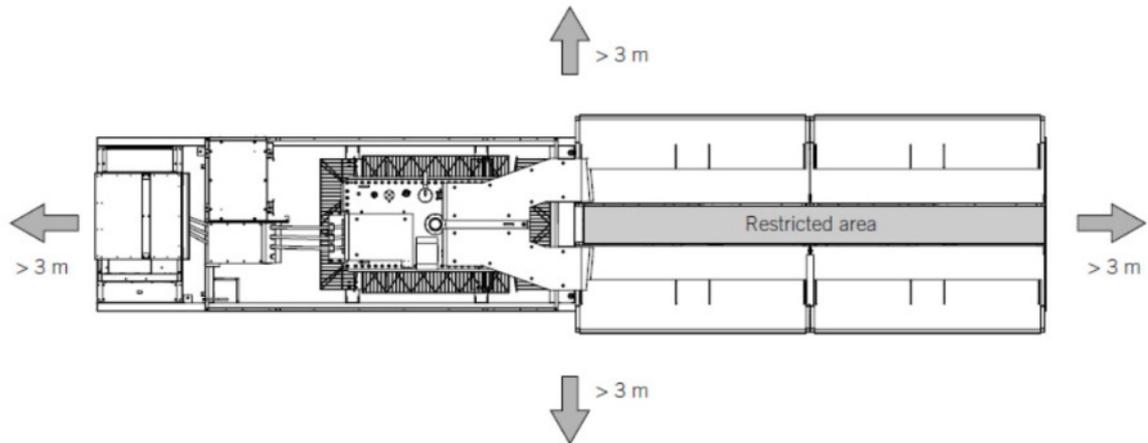


Figura 4. Area di lavoro minima per Power Station

- L'area delimitata dalla parte posteriore degli inverter è considerata non accessibile alle persone fino a quando la Power Station non viene disalimentata;
- I cavi di collegamento devono avere una sezione adeguata alla corrente massima e alle condizioni di lavoro;
- Prestare particolare attenzione per garantire che non vi siano elementi esterni in prossimità delle prese e delle uscite dell'aria che ostacolano il corretto raffreddamento dell'unità;
- Verificare lo stato della vernice esterna dell'unità. In caso di guasti utilizzare la vernice in dotazione per coprire le zone colpite;
- Il collegamento dell'apparecchiatura può essere effettuato solo da personale qualificato.

4.5 Ambiente di installazione

- Se la Power Station è installata su una piattaforma sopraelevata, dovranno essere progettate piattaforme appropriate per la manutenzione delle apparecchiature;
- Collocare le unità in un luogo accessibile per le operazioni di installazione e manutenzione e che permetta l'utilizzo della tastiera e la lettura dei led di segnalazione frontali;
- Le prese d'aria e parte del modulo di alimentazione possono raggiungere temperature elevate. Non collocare nelle vicinanze alcun materiale sensibile alle alte temperature dell'aria;
- Evitare ambienti corrosivi che possono compromettere il corretto funzionamento dell'inverter.
- Non posizionare mai alcun oggetto sopra gli inverter o il trasformatore;
- Le condizioni ambientali devono essere prese in considerazione quando si sceglie la posizione dell'unità.

Tabella 1. Condizioni ambientali di riferimento per la Power Station

Temperatura minima	-20°C
Temperatura minima dell'aria circostante	-20°C
Temperatura massima di esercizio ⁽¹⁾	50°C
Umidità relativa massima senza condensa	95%
Altitudine ⁽²⁾	3000 m
Categoria di corrosività atmosferica	C4 (zone costiere con moderata salinità)
Velocità del vento	< 120 km/h

(1) Le prestazioni della serie INGECON SUN FSK Power B a temperature superiori a 50 °C dovrebbero verificarsi solo occasionalmente e non permanentemente.

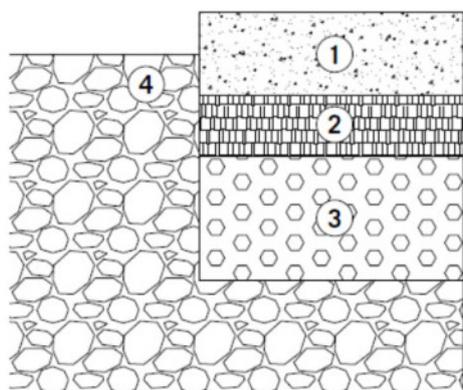
(2) Limitazioni di potenza per altitudini superiori a 2000 m.

4.6 Installazione della Power Station

La Power Station deve essere installata su un basamento piano e stabile. La tipologia strutturale di appoggio varia in funzione delle caratteristiche locali del sito di installazione, generalmente si fa riferimento a solette di cls o, in casi di necessità, a vere e proprie fondazioni in calcestruzzo armato. Poiché le tre soluzioni tecnico-commerciali di power station sono estremamente simili tra loro dal punto di vista strutturale e dimensionale, confrontando anche i disegni tecnici forniti dal Produttore, le dimensioni del basamento saranno ipotizzate identiche per tutte, come segue:

Tabella 2. Dimensioni basamento Power Station

Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Altezza [m]
14,0	4,10	0,60



1. Soletta di cemento armato, spessore minimo di 250mm
2. Strato di magrone, spessore minimo di 100mm
3. Sottostrato di materiale granulare, compattato al 98% (Prova Proctor), spessore minimo di 300mm
4. Terreno

Figura 5. Indicazioni minime degli spessori del basamento, valori forniti dalla casa produttrice

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	17 di 54

Alla luce di quanto mostrato in Figura 5, in questa fase progettuale si è deciso di assumere come stratigrafia di progetto, per tutte le Power Station previste, i seguenti valori:

1. Soletta di c.a. dello spessore di 300mm, di cui 150mm fuori terra;
2. Strato di magrone dello spessore di 120mm;
3. Sottostrato di materiale granulare compattato dello spessore di 300mm.

Si specifica che tali valori potranno essere soggetti a modifiche a seguito di indagini geotecniche più approfondite e a seguito di valutazioni specifiche sui punti di installazione finale. Qualora le caratteristiche geotecniche del sito risultassero essere troppo scarse, si farà ricorso ad una fondazione su pali. Soluzione già prevista dalla casa produttrice, come mostrato in Figura 6.

Ulteriori accorgimenti forniti dal produttore:

- I tubi con i cavi di ingresso alla Power Station devono essere posizionati prima dell'installazione della stessa;
- Lo strato di appoggio deve essere posizionato il più vicino possibile alla superficie.

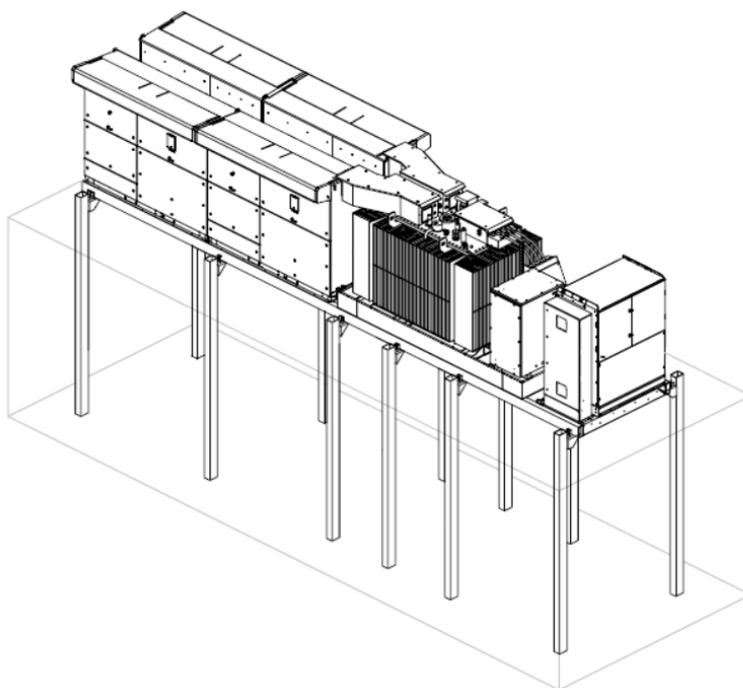


Figura 6. Soluzione di installazione su pali in caso di necessità

4.7 INSTALLAZIONE DEGLI INVERTER

4.7.1 Indicazioni generali per l'installazione

I dispositivi di collegamento esterni devono essere idonei e sufficientemente vicini come previsto dalle normative vigenti.

- I cavi di collegamento devono avere una sezione adeguata alla corrente massima e alle condizioni di lavoro;
- Prestare particolare attenzione affinché non vi siano elementi esterni in prossimità delle prese e delle uscite dell'aria che ostacolano il corretto raffreddamento dell'unità;
- Il collegamento dell'apparecchiatura può essere effettuato solo da personale qualificato.

4.7.2 Ambiente di installazione

- Collocare le unità in un luogo accessibile per le operazioni di installazione e manutenzione, che permetta l'utilizzo della tastiera e la lettura dei led di segnalazione frontali;
- Le prese d'aria e parte del modulo di alimentazione possono raggiungere temperature elevate. Non collocare nelle vicinanze alcun materiale sensibile alle alte temperature dell'aria;
- Evitare ambienti corrosivi che possono compromettere il corretto funzionamento dell'inverter;
- Non posizionare mai alcun oggetto sopra l'unità;
- Le condizioni ambientali devono essere prese in considerazione quando si sceglie la posizione dell'unità.

Tabella 3. Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter

Temperatura minima ⁽¹⁾	-20°C
Temperatura minima dell'aria circostante ⁽¹⁾	-20°C
Temperatura massima di esercizio ⁽²⁾	60°C
Umidità relativa massima senza condensa	100%
Altitudine ⁽³⁾	4500 m

(1) Se si utilizza l'apposito kit per funzionamento a basse temperature si può scendere fino a -40°C

(2) Il funzionamento dell'inverter a temperature superiori a 50°C dovrebbe avvenire solo occasionalmente e non in modo permanente.

(3) Per installazione a quote superiori i 1000m vanno approfonditi i dettagli tecnici con la casa produttrice

4.7.3 Sequenza operazioni di collegamento dell'unità

Una volta che l'unità è stata montata nella sua posizione finale ed è stata fissata saldamente, i collegamenti elettrici possono essere schematizzati nel seguente ordine:

1. Connessione a terra;
2. Connessione elementi in corrente continua;
3. Collegamento del kit di messa a terra del campo fotovoltaico (opzionale);
4. Connessione ai servizi ausiliari;
5. Collegamento degli elementi per la comunicazione;
6. Collegamento degli elementi per la sincronizzazione;
7. Collegamento kit opzionali;
8. Connessione elementi in corrente alternata;

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	19 di 54

4.8 INSTALLAZIONE DELLA CABINA DI RACCOLTA E MISURA E DELLA CONTROL ROOM

La realizzazione degli involucri sarà in calcestruzzo, metallo o materiali sintetici, tale scelta verrà fatta in fase esecutiva; la scelta sarà legata all'analisi delle condizioni ambientali per la durata di vita prevista ed alle raccomandazioni del produttore. Tali materiali devono, inoltre, fornire un livello adeguato di tenuta antincendio, sia che questo si sviluppi all'interno che all'esterno delle cabine, oltre che una robustezza meccanica sufficiente per resistere a carichi e impatti prestabiliti sul tetto, sull'involucro e sulle porte e pannelli.

Il produttore dovrà fornire tutte le istruzioni riguardanti il trasporto, lo stoccaggio, il montaggio, il funzionamento e la manutenzione della sottostazione prefabbricata. Oltre ciò, il produttore, fornirà anche le informazioni necessarie per consentire il completamento della preparazione del sito, come i necessari lavori civili di scavo, i terminali di messa a terra esteri e la posizione dei punti di accesso ai cavi.

La cabina verrà sollevata e montata attraverso golfari di sollevamento posti sul tetto del monobox. Gli interi prefabbricati possono essere caricati in stabilimento, vuoti o completi di apparecchiature elettriche. Le operazioni di scarico e posizionamento dei prefabbricati saranno eseguite in condizioni meteorologiche "normali", cioè in assenza di pioggia o gelo.

Per la posa delle cabine si prevedono i seguenti procedimenti:

1. Preparazione del piano di appoggio: si richiede l'esecuzione della superficie frattazzata perfettamente in piano (tolleranza ± 20 mm) conforme al sistema progettuale.
2. Getto di basamento in calcestruzzo: salvo diverse disposizioni valutate in fase esecutiva, il basamento può essere realizzato con calcestruzzo dosato con almeno 300 kg/m^3 di cemento tipo 325 e con resistenza specifica non inferiore a $R_{ck} 250 \text{ kg/cm}^2$, armato con doppia rete elettrosaldata di diametro minimo pari a 10 mm con maglia 10×10 o armatura ad essa equivalente. In via preliminare l'altezza del basamento è stata fissata pari a 60cm, in attesa di calcoli e valutazioni più approfonditi demandati alla fase esecutiva.
3. Consegna della cabina: l'operazione viene effettuata tramite l'affiancamento del bilico e del camion con gru/autogru al piano di appoggio. Sarà, quindi, assicurata sia l'accessibilità degli automezzi che la possibilità di poter effettuare manovre in loco in modo da eseguire l'operazione di scarico e posa dei monobox agevolmente. Inoltre, la viabilità di cantiere e la zona antistante il piano di appoggio della cabina elettrica, dovranno essere idonei al passaggio e allo stazionamento dei mezzi a pieno carico.
4. Antinfortunistica: deve essere verificata la distanza di sicurezza, dal punto più alto della gru alle eventuali linee elettriche, secondo la tabella 1 allegato IX D.Lgs. 81/08 ($D_{min}=3,5 \text{ m}$ con $1 < kV \leq 30$; $D_{min}=5 \text{ m}$ con $30 < kV \leq 132$; $D_{min}=7 \text{ m}$ con $kV > 132$).
5. Sigillatura esterna: sarà eseguito il bauletto di finitura sul perimetro esterno della cabina con malta cementizia fino a coprire la guarnizione autolivellante posta fra la cabina ed il piano di appoggio.
6. Collegamento messa a terra: verranno collegati i nodi equipotenziali inseriti nello spessore interno del pavimento della cabina in corrispondenza dei fori MT e BT con la corda di rame nudo per la messa a terra sottostante al basamento.

In fase esecutiva si valuterà anche la possibilità di uno schema di posa tipo pannellare; tale soluzione prevede la consegna degli elementi prefabbricati che andranno assemblati, sigillati e impermeabilizzati in loco.

Quanto valutato varrà sia per la cabina di raccolta che per la control room. Per dettagli maggiori si rimanda all'apposito elaborato grafico *FV.CLT01.PD.D.H.04 – “Cabina di raccolta e misura – Planimetria e Sezioni”*.

In Figura 7 è possibile trovare una rappresentazione esemplificativa della posa della cabina monobox.

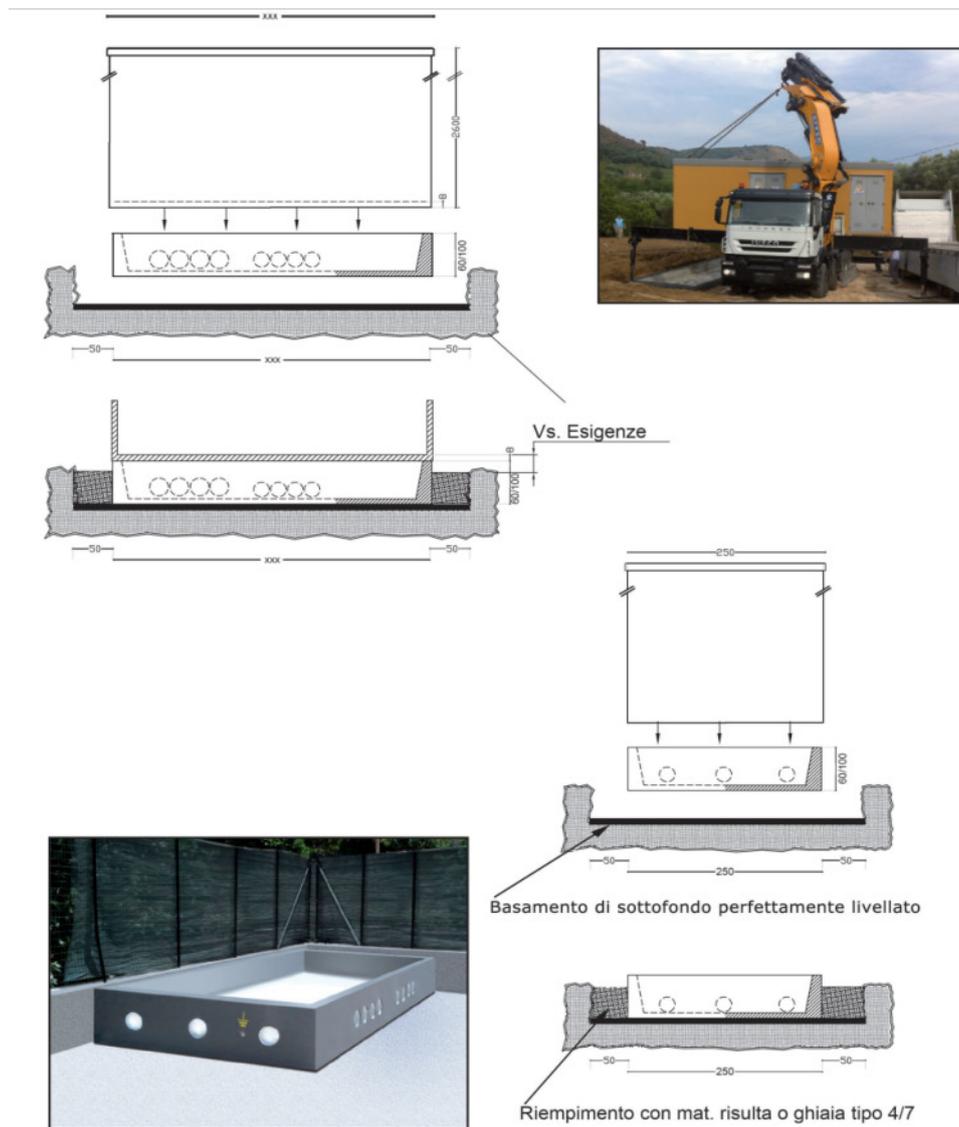


Figura 7. Esempio installazione cabina in monobox

4.9 OPERE COMPLEMENTARI

4.10.1 Opere di mitigazione

I principali impatti generati dal parco agro-fotovoltaico sono a carico della componente visiva dell'impianto.

Data la forte componente agricola delle aree limitrofe al sito oggetto di intervento, la naturalità del contesto non risentirà in maniera particolarmente significativa l'inserimento dell'impianto fotovoltaico.

Per contribuire alla **mitigazione** dell'impatto visivo del parco agro-fotovoltaico si prevede la realizzazione di una fascia vegetale perimetrale esterna, i cui benefici saranno approfonditi nel seguente paragrafo.

La fascia arborea e arbustiva di separazione e protezione sarà realizzata sia lungo il perimetro d'impianto che della stazione elettrica. Tale fascia avrà funzione di mitigazione visiva dell'impianto dalle strade e favorirà l'incremento della biodiversità nel sito, in particolare grazie alle specie arbustive previste nel presente piano.

I benefici e le valenze apportate dalla creazione di questa fascia sono molteplici:

- Dal punto di vista **ambientale**, assolve alcune importanti funzioni ecologiche, concorrendo alla creazione di un microclima atto a regolarizzare la temperatura ecosistemica attraverso l'assorbimento dell'umidità, la creazione di zone d'ombra, ecc.;
- Consente di ridurre l'**evapotraspirazione**, favorire la formazione di rugiada e rallentare la velocità di caduta della pioggia grazie alla presenza del fogliame, contenendo i fenomeni di ruscellamento ed erosione superficiale favorendo l'infiltrazione dell'acqua negli strati più profondi;
- Nelle **zone pianeggianti** rappresenta un elemento di rottura dell'uniformità del paesaggio agrario, mentre nelle **zone declivi** assolvono un'importante funzione anti-erosiva e di consolidamento;
- La presenza delle masse di fogliame arboree e arbustive contribuisce a purificare l'atmosfera (depurazione chimica per effetto della fotosintesi e fissazione delle polveri che vengono trattenute dalle foglie);
- Assolve ad un'importante **funzione naturalistica**, consentendo il mantenimento dei corridoi ecologici.

In merito all'ultimo punto e quindi alla funzione naturalistica, va sottolineato che le siepi costituiscono un habitat in grado di offrire rifugio e sostentamento alle numerose specie animali che le frequentano, soprattutto durante il periodo riproduttivo, che va generalmente dai primi di aprile alla fine di giugno per le zone di pianura e collina. Interventi atti a preservare e creare spazi naturali come siepi e filari arborei rappresentano un fattore indispensabile per favorire la diffusione dei "corridoi ecologici", ovvero elementi del paesaggio in grado di collegare diverse aree naturali del territorio, costituendo così una rete che

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	22 di 54

permette spostamenti sicuri della fauna e dell'avifauna. Sono molte le specie animali che frequentano questi ambienti: analizzando i singoli casi, i piccoli mammiferi ed anfibi come ad esempio ricci e rospi, sono soliti frequentare le fasce ecotonali (a confine tra il coltivo e la siepe) per alimentarsi, mentre carnivori come la volpe si recano durante le ore notturne per ispezionare la siepe in cerca di piccole prede. I rami più alti offrono riparo a numerosi uccelli, in particolare, per quanto concerne l'avifauna migratoria, trova in questi ambienti un rifugio temporaneo e la possibilità di alimentarsi in queste aree prima di riprendere i propri spostamenti.

In merito all'entomofauna, con particolare riferimento ai cosiddetti "insetti utili", tra cui ricoprono un importante ruolo i pronubi (api, bombi, ecc.), nonché artropodi e molluschi, sono diverse le specie che si distribuiscono in modo differenziato nei vari livelli, dalla base ai rami centrali più fitti e intrecciati, fino alla punta degli alberi.

La fauna selvatica che tende quindi ad insediarsi e a svilupparsi nelle fasce suddette si diffonderà in seguito nel territorio circostante, occupando nuove aree adatte ad espletare le proprie funzioni biologiche, garantendo quindi il mantenimento delle popolazioni naturali e l'incremento della biodiversità animale e indirettamente anche vegetale, per le specie adibite alla diffusione di polline e semi.

La scelta delle essenze arboree e arbustive da impiegare per costituire la fascia perimetrale di mitigazione è ricaduta sulle seguenti specie anche al fine di assicurare un buon pascolo nettarifero per le api, essendo le fioriture delle specie presenti (Sulla, Trifoglio Alessandrino, Erica e Rosmarino) distribuite durante l'anno, ed avendo, allo stesso tempo, un potenziale nettarifero elevato (IV-VI classe) con ricadute positive sulla produzione di miele degli alveari alloggiati:

Fascia Arbustiva:

- Erica multiflora (Erica multiflora);
- Mirto (Myrtus communis);
- Rosmarino (Rosmarinus officinalis).

Fascia Arborea:

- Carrubo (Ceratonia siliqua);
- Mandorlo (Prunus dulcis (Mill.).

SPECIE ARBUSTIVE		
Nome Comune	Nome della Specie	Altezza della pianta Valori medi riferiti a piante adulte (1)
GINESTRA	<i>Spartium junceum</i>	2,0 – 3,0 mt
TIMO	<i>Tymus vulgaris</i>	0,3 – 0,5 mt
MELOGRANO	<i>Punica granatum</i>	2,0 – 4,0 mt
PERO SELVATICO	<i>Pyrus piraster</i>	3,0 – 6,0 mt
FICO D'INDIA	<i>Opuntia ficus indica</i>	2,0 – 4,0 mt
ROSMARINO	<i>Rosmarinus officinalis</i>	0,5 – 1,0 mt
LAVANDA	<i>Lavandusa Angustifolia</i>	0,5 – 1,0 mt
ORIGANO	<i>Origanum vulgare</i>	0,5 – 1,0 mt

Figura 9 Specie Arbustive

SPECIE ARBOREE		
Nome Comune	Nome della Specie	Altezza della pianta Valori medi riferiti a piante adulte (1)
OLIVO	<i>Olea europea</i>	2,5 – 3,0 mt
MANDORLO	<i>Prunus dulcis</i>	7,0 – 10,0 mt
CARRUBO	<i>Ceratonia siliqua</i>	7,0 – 10,0 mt
MIMOSA	<i>Acacia dealbata</i>	5,0 – 12,0 mt
ALBERO DI GIUDA	<i>Cercis siliquastris</i>	4,0 – 8,0 mt
ROBINIA	<i>Robinia pseudoacacia</i>	8,0 – 15,0 mt
ARANCIO AMARO	<i>Citrus aurantium</i>	4,0 – 8,0 mt
GIUGGIOLO	<i>Zizyphus vulgaris</i>	6,0 – 7,0 mt
AZZERUOLO	<i>Crataegus azarolus</i>	2,0 – 4,0 mt
SORBO	<i>Sorbus domestica</i>	4,0 – 12,0 mt
EUCALIPTO	<i>Eucalyptus camaldulensis</i> , <i>Eucalyptus occidentalis</i>	6,0 – 15 mt
TAMERICE	<i>Tamarix gallica</i>	3,0 – 5,0 mt
PERO SELVATICO	<i>Pyrus piraster</i>	3,0 – 6,0 mt

Figura 8 Specie Arboree

Le specie arbustive prese in considerazione per la realizzazione delle linee vegetali perimetrali rientrano naturalmente nella composizione della macchia mediterranea, costituita per definizione, da una comunità di specie arbustive molto densa e con una composizione floristica simile a quella della foresta sempreverde, anche se mancano gli individui arborei. Questa formazione vegetale costituisce un habitat prezioso per molte specie animali selvatiche nonché un importante fonte di alimentazione per i pronubi quali le api.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	24 di 54

Le linee vegetali con funzione di mitigazione paesistica, sia sul perimetro “esposto” dell’impianto agrofotovoltaico che della stazione elettrica, saranno costituite da filari di specie arbustive e da linee di specie arboree. I sesti lungo la fila saranno funzione delle specie prese in considerazione e, in linea di massima, possono essere inquadrabili nelle seguenti fasce dimensionali:

Specie Arbustive: da 1,5 mt lungo la fila;

Specie Arboree: da 3 mt a 6 mt lungo la fila per il mandorlo, 8 mt nel caso del carrubo.

Per ulteriori approfondimenti sulle specie indicate nel presente piano agronomico si rimanda alla tavola dell’impianto agronomico e di mitigazione (vedi elaborato: “Tavola dell’impianto agronomico e di mitigazione - FV.CLT01.PD.R.AGRO.05”).

4.10.2 Impianto di illuminazione e video-sorveglianza

L’impianto di illuminazione prevede l’installazione di pali lungo lo sviluppo della recinzione, che fungano da sostegno per il montaggio di fari a LED, atti a garantire la completa illuminazione della fascia perimetrale dell’impianto. Gli standard funzionali minimi da garantire sono i seguenti:

- Protezione contro l’ingresso di solidi e liquidi, grado di protezione minimo IP66;
- Elevata resistenza agli impatti, grado di protezione minimo IK08;
- Capacità di lavorare all’esterno, con temperature che vanno dai -20°C ai +40°C;
- Un’efficienza luminosa che consenta di ridurre i consumi elettrici, valore di riferimento minimo 120 lmn/W;
- Durata minima in ore pari a 50'000h;
- Un indice di resa cromatica (cri) che consenta una buona resa cromatica delle zone esposte, valore di riferimento minimo 70 Ra – Grado di resa cromatica 2°;

Per quanto riguarda il sistema di video-sorveglianza, questo sarà costituito da telecamere di ultima generazione collegate ad un sistema DVR (Digital Video Recorder) con capacità di stoccaggio delle immagini di 24h, collegato su rete internet. Le telecamere da utilizzare dovranno presentare le seguenti caratteristiche minime:

- Risoluzione 4K;
- Capacità di acquisire immagini in alta risoluzione anche in difficili condizioni di illuminazione, compresa la completa oscurità;
- Elevata resistenza agli impatti, minimo IK08;
- Protezione contro l’ingresso di solidi e liquidi, grado di protezione minimo IP66;
- Capacità di lavorare all’esterno, con temperature che vanno dai -20°C ai +60°C;
- Controllo da remoto, con possibilità di zoom;

Le telecamere saranno montate sugli stessi pali di sostegno dell’impianto di illuminazione.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	25 di 54

I punti di installazione e ulteriori dettagli tecnici riguardanti la strumentazione suddetta sono mostrati nell'apposito elaborato grafico "FV.CLT01.PD.D.F.02 – Particolari costruttivi recinzioni, cancelli, sistemi di videosorveglianza e illuminazione".

In via preliminare, si può ipotizzare come misura di mitigazione dell'impatto luminoso dell'impianto di illuminazione, il ricorso a sistemi basati su sensori di movimento (RIP) o di temperatura, da installare, con opportuno passo, lungo la recinzione dell'impianto.

I sensori di movimento, o rilevatori di movimento, fanno in modo che le luci posizionate su palo lungo il perimetro si accendano automaticamente ogni volta che il sensore rileva un "idoneo" movimento. Della famiglia fanno parte anche tipologie di dispositivi dotati di sensore crepuscolare, o funzioni di risparmio energetico, che fanno sì che le luci si accendano, al rilevarsi di un movimento, solo quando la luce naturale scende al di sotto della soglia di Lux impostata.

Qualora, dunque, si ritenga necessario un intervento in tale direzione, si può far riferimento ad un rilevatore di movimento wireless, bidirezionale a tenda da esterno, che ha un campo di rilevamento regolabile fino a 30 metri, grazie all'utilizzo di due lenti montate su lati opposti del dispositivo. Il dispositivo deve essere fornito di una protezione anti-mascheramento e deve essere in grado di ignorare gli animali, una volta impostato e installato correttamente.

Si vuole evidenziare che l'implementazione di questa strategia non altera o modifica in alcun modo l'impianto di video-sorveglianza, in quanto quest'ultimo prevede l'utilizzo di videocamere capaci di lavorare in assenza di illuminazione esterna, come esplicito precedentemente.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	26 di 54

5 ELEMENTI TECNICI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.1 MODULI FOTOVOLTAICI

L'impianto fotovoltaico è stato progettato in riferimento a dei moduli bifacciali, realizzati in silicio monocristallino di marca TENKA solar **TKA600M-144-BF** e potenza nominale indicativa di 600 Wp.

L'impianto proposto prevede l'impiego 75192 moduli FV alloggiati in numero di 26 per ogni tracker in modo tale da far coincidere la singola struttura con la stringa elettrica, l'unità minima elettrica di impianto.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

Si vuole sottolineare che, data la rapida evoluzione del mercato dei moduli fotovoltaici, la scelta commerciale qui proposta potrà essere aggiornata in fase esecutiva, al fine di garantire l'installazione di un prodotto di ultima generazione, che rappresenti la migliore soluzione disponibile in termini prestazionali.

**TKA600M-144- BF**

	STC
Maximum Power – Pmax [Wp]	600
Maximum Power Voltage – Vmp [V]	43,60
Maximum Power Current – Imp [A]	13,77
Open-circuit Voltage – Voc [V]	51,88
Short-circuit Current – Isc [A]	14,59
Module Efficiency [%]	23,22
Voc and Isc tolerance [%]	3
Operating Temperature [°C]	-40 / +85
Maximum system voltage [V]	1500
Maximum series fuse rating [A]	25
Temperature coefficients of Pmax [%/°C]	-0,29
Temperature coefficients of Voc [%/°C]	-0,25
Temperature coefficients of Isc [%/°C]	0,045
Nominal operating cell temperature – NOCT [°C]	45
BIFACIAL OUTPUT - REAR SIDE POWER GAIN	
5%	630 Wp
15%	690 Wp
25%	750 Wp

Figura 9. Datasheet moduli FV

Di seguito le caratteristiche elettriche dei convertitori utilizzati per la configurazione (del tipo INGECON SUN):

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,157 - 1520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,026 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,659 - 2,179 kWp	1,698 - 2,229 kWp	1,736 - 2,280 kWp	1,775 - 2,331 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	894 - 1,300 V	915 - 1,300 V	935 - 1,300 V	957 - 1,300 V	978 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,676 kVA / 1,508 kVA	1,715 kVA / 1,543 kVA	1,754 kVA / 1,578 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,676 kVA / 1,484 kVA	1,715 kVA / 1,518 kVA	1,754 kVA / 1,552.6 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				

Figura 10 - Datasheet inverter tipologico

ALTOBRANDO S.R.L. si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzati.

Capitale sociale 10.000,00 euro i.v. | Codice Fiscale e Partita IVA n° 12458390965 | Iscriz. Reg. Imprese di Milano n° 2662861
Indirizzo PEC: altobrandosrl@legalmail.it

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	29 di 54

5.2 TRACKER

L'impianto verrà realizzato su strutture ad inseguimento solare monoassiali dette "tracker". I tracker consentono l'inseguimento della posizione ottimale per la captazione dei raggi solari per mezzo di dispositivi elettromeccanici.

I tracker utilizzati in questa fase progettuale appartengono alla famiglia dei TRJ della casa produttrice CONVERT. Le strutture adottate prevedono una fila da 26 pannelli FV, secondo la disposizione tecnicamente riconosciuta come "2 Portrait". Maggiori dettagli tecnici sono riportati nelle apposite tavole allegate.

Si sottolinea che essendo il mercato dei tracker molto dinamico e le soluzioni tecniche in continuo sviluppo, il fornitore e le dimensioni delle strutture potrebbero variare in fase esecutiva, ad esempio potranno essere utilizzati anche altri brand come Soltigua, Next Tracker ecc.

Il sistema "tracker + moduli FV" avrà quest'aspetto:

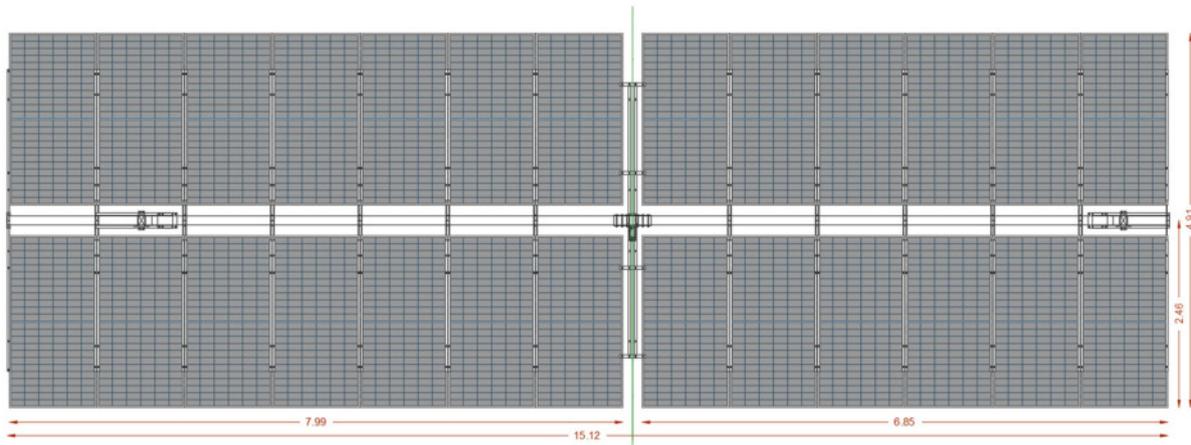


Figura 11. Pianta Tracker 2P con Moduli FV -

Nel progetto sono state utilizzate 2892 strutture tracker. Per semplificare il processo di installazione le strutture sono dotate di una scheda di controllo appositamente progettata. Al momento della prima accensione, la fase di attivazione e messa in servizio è semplificata dal riconoscimento automatico del luogo e dell'ora di installazione, tramite un sistema GPS integrato. Inoltre, a seguito di un'interruzione di rete, il sistema è in grado di ripristinare l'angolo di tracciamento ottimale.

Alla prima accensione, la scheda di controllo guida l'installatore (tramite interfaccia PC) attraverso i passaggi per calibrare i parametri del motore.

I tracker sono muniti inoltre di un sistema di protezione per evitare danni, alla struttura o ai moduli FV installati, a causa dell'azione del vento troppo elevata. I valori di velocità del vento minimi per l'attivazione di tale protezione verranno identificati in fase esecutiva tenendo conto delle più dettagliate specifiche strutturali.

I dettagli tecnici delle strutture sono mostrati nell'elaborati "FV.CLT01.PD.D.F.01- Particolari costruttivi tracker e pannelli FV: Pianta , prospetti e sezione".

5.3 QUADRI DI STRINGA

I cavi DC in uscita dai tracker verranno indirizzati ad appositi quadri di stringa: ogni quadro di stringa avrà a disposizione un numero di input limitato ove verranno collegati i cavi in uscita dalle varie stringhe.

Disponibile in modelli da 12 a 24 ingressi e con una tensione massima DC di 1500 V, è stato ipotizzato il quadro di stringa prodotto da INGETEAM, gli INGECON SUN M 12B, i quali offrono la massima flessibilità ed espandibilità nella progettazione del sistema. Sono caratterizzati da un involucro con protezione IP65 compatto e robusto, progettato per l'installazione in ambienti esterni, esattamente come nel caso del parco fotovoltaico analizzato.

I quadri della serie INGECON SUN sono inoltre caratterizzati dalla presenza all'interno di portafusibili in DC, fusibili in DC, scaricatori di sovratensione DC indotti da fulmini e interruttore sezionatore sotto carico.

È possibile vedere una rappresentazione grafica e il datasheet del quadro di stringa proposto, nelle **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e Figura 12.

È possibile collegare tali quadri di stringa al sistema di supervisione dell'impianto per il monitoraggio delle caratteristiche elettriche delle singole stringhe.

Tabella 4 - Datasheet quadri di campo (QdS) tipologico

Brand/Modello	INGETEAM/INGECON SUN	
N. max di stringhe in input FV	11	
Corrente di impiego Imp (A)	20	
Tensione max DC (V)	1500	
Fusibile	Uno per polo	
Scaricatore	Tipo I e II	
Sezionatore DC	250 A, 2 poli	
Peso (kg)	40	
Dimensioni (L x A x P) (mm)	930 x 730 x 260	

	1,500 V			
	StringBox M 12	StringBox M 12B	StringBox M 16	StringBox M 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Maximum number of measurable inputs	12	12	16	16
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1+2 (EN 50539-11:2013+A1:2014)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK08			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		9.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)			
Weight (kg)	39	41	41	43
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Figura 12. Datasheet quadro di stringa INGECON SUN M 12B

5.4 CABLAGGIO DC INTERNO

I calcoli effettuati sono specificati nella relazione “FV.CLT01.PD.D.H.05 – Relazione di calcolo preliminare degli impianti”: a seguito di ciò è stato possibile concludere che la sezione scelta è sufficiente per garantire la connessione dei moduli FV al Quadro di Stringa.

In considerazione delle connessioni progettate e dimensionate, si andranno ad utilizzare due tipologie di cavi in condizioni di posa differenti:

- **H1Z2Z2-K**: Cavo solare “*in aria*” per la connessione fisica fra i moduli FV e il Quadro di Stringa (QdS) dedicato;
- **FG16R16**: Cavo BT (DC) “*in tubo interrato*” per la connessione fra il Quadro di Stringa (QdS) e gli Inverter Centralizzati disposti internamente alle Power Station.



Figura 13 - Collegamento elettrico LATO DC



Tabella 5 - Caratteristiche elettriche cavo solare “H1Z2Z2-K”

Tensione nominale U_0	1000V(AC) 1500V(DC)	Nominal voltage U_0
Tensione nominale U	1000V(AC) 1500V(DC)	Nominal voltage U
Tensione di prova	6500 V AC	Test voltage
Tensione massima U_m	1200V(AC) 1800V(DC Anche verso Terra)	Maximun voltage U_m
Temperatura massima di esercizio	+90°C +120°C sul conduttore	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito	+250°C/5s	Maximun short circuit temperature
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-40°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	-40°C to +90°C	Minimum installation and use temperature

**Tabella 6 - Caratteristiche elettriche cavo BT "FG16R16"**

<i>Tensione nominale U0</i>	600V(AC) 1800V(DC)	<i>Nominal voltage U0</i>
<i>Tensione nominale U</i>	1000V(AC) 1800V(DC)	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Tensione di prova</i>	4000 V	<i>Test voltage</i>
<i>Tensione massima Um</i>	1200V(AC) 1800V(DC)	<i>Maximun voltage Um</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	90	<i>Maximun operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm²</i>	250	<i>Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm²</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm²</i>	220	<i>Maximun short circuit temperature for sections over 240mm²</i>
<i>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</i>	-15°C	<i>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	0°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

Per la scelta dei cavi si è considerato la tensione a vuoto, del generatore fotovoltaico, relativa alla più bassa temperatura ipotizzabile (0°C):

mod. x stringa =	26
-------------------------	-----------

Valori stringa da 26 moduli per Tamb = 0 °C	
Vmpp [V]	1204,45
Voc [V]	1433,19

Assumendo un fattore moltiplicativo (ksafe) di 1,2 (CEI 20-67 §2.3.1), si ricavano le tensioni di esercizio per il generatore fotovoltaico (lato DC):

Tabella 7 - Tensioni del generatore fotovoltaico

Ksafe = 1,20

Tensione max del generatore PV con stringa da 26 moduli
Um [V] = 1719,82
Tensione esercizio del generatore PV con stringa da 26 moduli
Unom [V] = 1445,34

I valori calcolati sono opportunamente inferiori alle tensioni di isolamento “soportate” dai cavi elettrici scelti, riportate rispettivamente nella Tabella 10 e nella Tabella 11, ed evidenziate di seguito:

CEI 20-91 CEI EN 50618	H1Z2Z2-K	SOLAR ENERGY	
DC	U₀ [V] =	1500,00	OK
	U [V] =	1500,00	OK
	U_m [V] =	1800,00	OK

CEI 20-13 + V1 IEC 60502	ARG16R16 FG16R16	0,6/1 kV	
DC	U₀ [V] =	1800,00	OK
	U [V] =	1800,00	OK
	U_m [V] =	1800,00	OK

Come regola generale, la sezione di un cavo deve essere tale per cui:

$$I_b \text{ (corrente impiego del circuito)} \leq I_z \text{ (portata del cavo)}$$

$$\text{Perdite di potenza \% (lungo la linea)} \leq 2\%$$

Per il dimensionamento si è ipotizzato (vedi figura 6):

- **L_{STR}**=lunghezza dei cavi di collegamento dai moduli ai quadri di campo (QdS) = **0,1 km** (mediamente);
- **L_{QdS}**=lunghezza dei cavi di collegamento dai quadri di campo all’inverter = **0,35 km** (mediamente).

Per le correnti di impiego si è assunto prudenzialmente una maggiorazione del 25%, rispetto alla corrente di corto @STC [Isc].

Le portate dei cavi sono state elaborate tenendo conto dei fattori correttivi, relativamente alla determinata condizione di installazione prevista:

- **H1Z2Z2-K**: Cavo solare “in aria” (CEI UNEL 35024/1);
- **FG16R16**: Cavo BT (DC) “in tubo interrato” (CEI UNEL 35026).

Di seguito i risultati del dimensionamento:

Cavo per il collegamento elettrico fra i moduli FV e il Quadro di Stringa (QdS) dedicato:

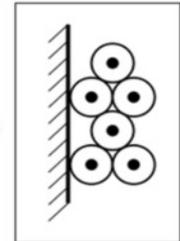
Stringa formata da 26 moduli da 600 [Wp] @STC

Potenza di stringa @STC [kWp] = 15,60
 Lmedia [km] = 0,10
 Tensione di stringa @STC [V] = 1133,60
 Corrente di corto stringa @STC [A] = 14,59
 Corrente impiego stringa Imp @STC [A] = 13,77
 (Cavo solare H1Z2Z2-K) Sezione - Tipo [mmq] **4 - Cu** **OK**

Corrente di corto magg. di stringa @STC [A] = 18,24

Portata in aria @60 °C e n° 6 circuiti raggr. [Iz] 27,82
 Max perdite potenza desiderate [%] 2,00%

Ktot = 0,51



cdt [kV]	0,01
cdt [%]	0,0012%
perdite potenza [kW]	0,19
perdite potenza [%]	1,24%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] [%]	66%

Condizioni di posa CEI UNEL 35024/1	
T amb. [°C]	60
n.ro circuiti	6
Carico variab.-intermittente	CEI UNEL 35024/1 par. 4.4

Tabella 8 - Dati costruttivi “cavo di stringa”

Dati costruttivi cavo H1Z2Z2-K SOLAR ENERGY CPR Eca				
Sezione - Tipo	Øconduttore	Spessore isolante	Øext massimo	Peso
(mmq)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)
4 - Cu	2,5	0,7	6,6	58,2

Cavo BT (DC) per il collegamento elettrico tra il Quadro di Stringa (QdS) e gli Inverter:

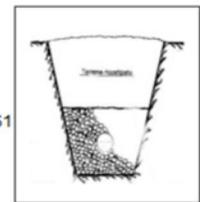
QdS con 11 stringhe IN

Potenza uscita QdS @STC [kWp] = 171,60
 Lmedia [km] = 0,35
 Tensione esercizio QdS @STC [V] = 1133,60
 Corrente di corto QdS @STC [A] = 160,49
 Corrente impiego QdS Imp @STC [A] = 151,47
 (Cavo FG16R16) Sezione - Tipo [mmq] **95 - Cu** **OK**

Corrente di corto magg. di QdS @STC [A] = 200,61

Portata in tubo interrato corretta con coeff. TOTALE 0,79625 [Iz] 205,43
 Max perdite potenza desiderate [%] 2,00%

Ktot = 0,80



cdt [kV]	0,02
cdt [%]	0,0019%
perdite potenza [kW]	3,31
perdite potenza [%]	1,93%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] [%]	98%

Condizioni di posa CEI UNEL 35026	
T terreno [°C]	20
N.ro circuiti	4
Prof. posa [m]	1
Resist.termica	terreno o sabbia umid.media
Carico variab.-intermittente	CEI UNEL 35026 par. 4.2-4.3

ALTOBRANDO S.R.L. si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzati.

Capitale sociale 10.000,00 euro i.v. | Codice Fiscale e Partita IVA n° 12458390965 | Iscriz. Reg. Imprese di Milano n° 2662861
 Indirizzo PEC: altobrandosrl@legalmail.it

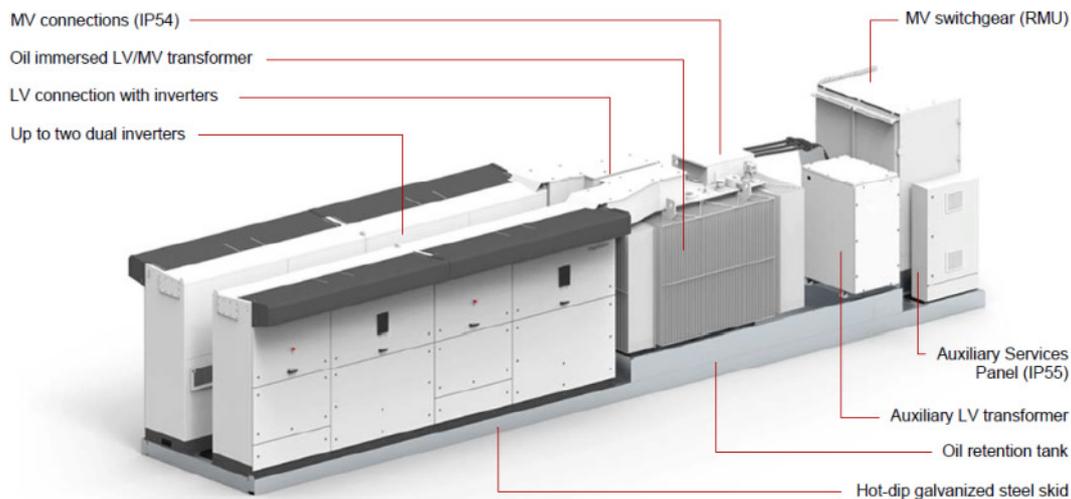
Tabella 9 - Dati costruttivi "cavo QdS"

Dati costruttivi cavo FG16R16 0,6/1 kV CPR Cca-s3,d1,a3				
Sezione - Tipo (mmq)	Øconduttore (mm)	Spessore isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)
95 - Cu	13,3	1,1	20,4	991

5.5 POWER STATION

La Power Station, nel seguito PS, serie FSK B, è una soluzione chiavi in mano che può essere configurata in base alle esigenze impiantistiche. È stata concepita per ridurre al minimo i lavori di installazione e messa in servizio.

Questa soluzione MT è una vera e propria power station "*chiavi in mano*". Fino a quattro inverter fotovoltaici (tensione di ingresso =1500V), insieme a tutti gli altri componenti LV e MV, sono forniti completamente integrati, cablati e testati in fabbrica

*INGECON SUN FSK B Series Inverter Station***Figura 14 - Gruppo di conversione e trasformazione "INGECON SUN - FSK B Series" tipologico****Viene fornita di serie con le seguenti attrezzature:**

- Da uno a quattro inverter solari INGECON SUN Power B Series;
- Trasformatore ermetico in olio, con tensione secondaria a 36 kV;
- Quadro elettrico MT (36 kV);

ALTOBRANDO S.R.L. si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzati.

Capitale sociale 10.000,00 euro i.v. | Codice Fiscale e Partita IVA n° 12458390965 | Iscriz. Reg. Imprese di Milano n° 2662861
Indirizzo PEC: altobrandosrl@legalmail.it

- Trasformatore per servizi ausiliari;
- Quadro di bassa tensione.

Uno schema elettrico tipico di una Power Station è il seguente:

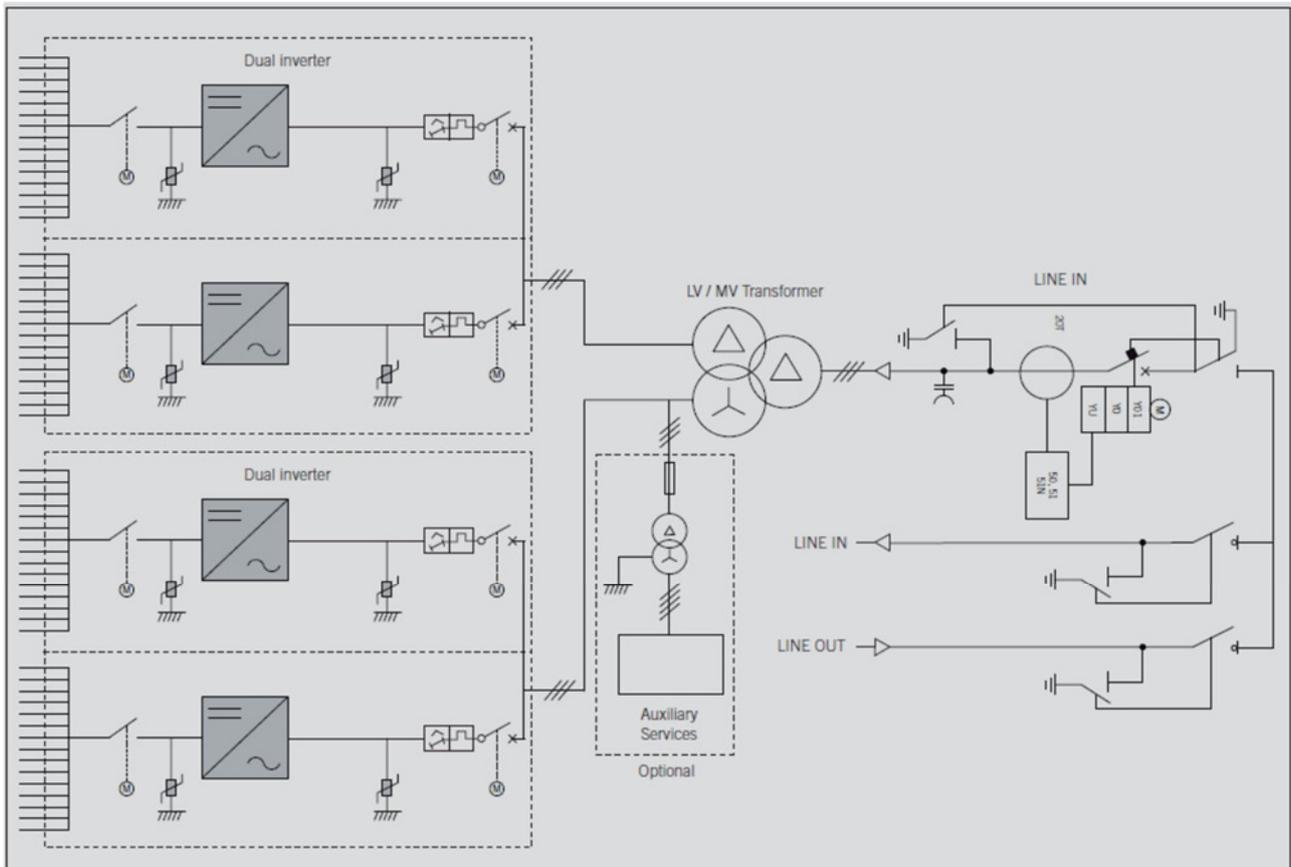


Figura 15 - Schema elettrico Power Station tipologico

Le PS in configurazione “*entra-esce*” permettono di collegare in serie diversi sottocampi, così come meglio evidenziato nelle figure seguenti:

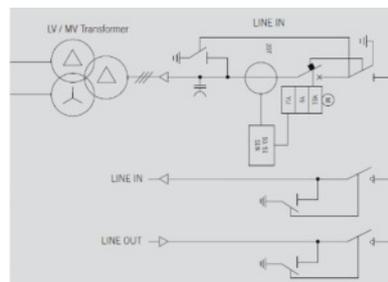
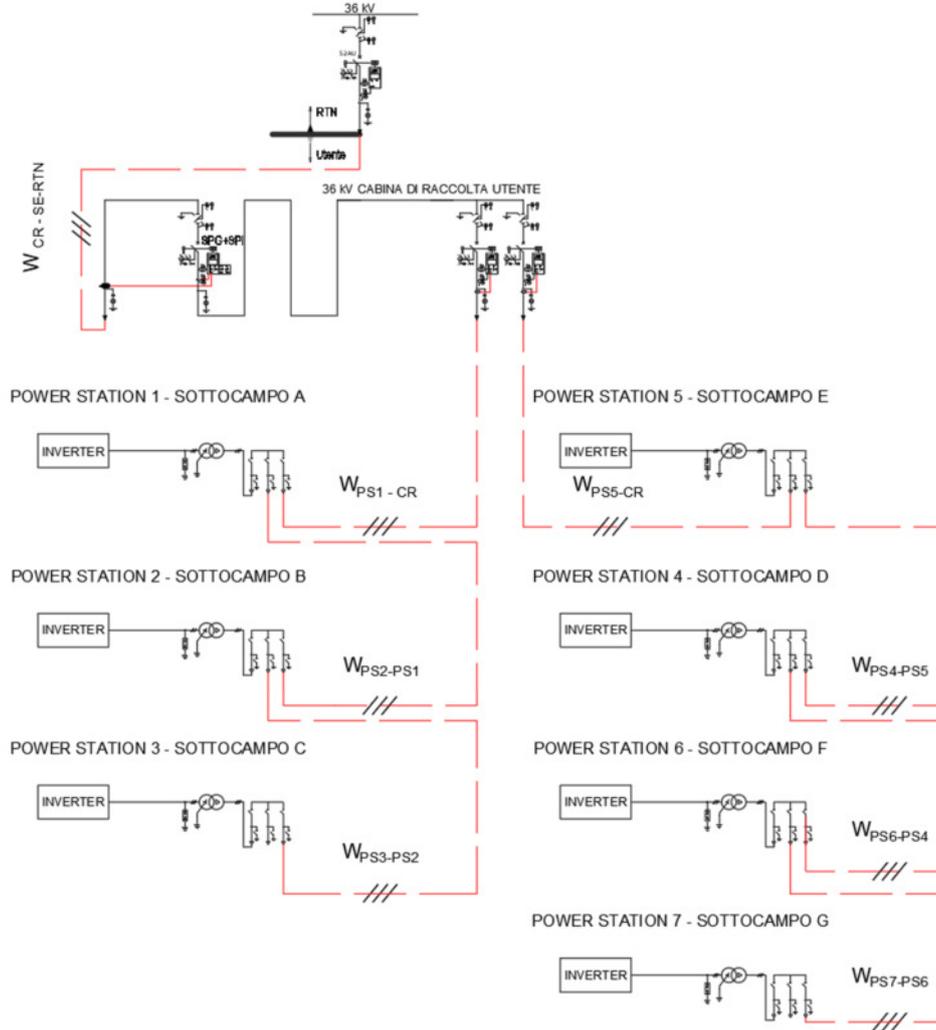


Figura 16 - “Entra esce” della PS

**Figura 17 - Configurazione "entra-esce" delle PS**

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	40 di 54

5.6 CABLAGGIO MT

5.6.1 Cavidotto 36 kV interno

I cavi MT che vanno dalla Power Station alla cabina di raccolta e misura dovranno essere separati da quelli di segnalazione e monitoraggio.

Il tracciato del cavidotto, che segue la viabilità prima definita, è realizzato nel seguente modo:

- Scavo a sezione ristretta obbligata (trincea) con dimensioni variabili;
- Letto di sabbia di circa 10 cm, per la posa delle linee MT avvolte ad elica;
- Rinfiaccio e copertura dei cavi MT con sabbia per almeno 10 cm;
- Corda nuda in rame (o in alluminio) per la protezione di terra (avente, come previsto da norma CEI EN 61936-1, una sezione maggiore o uguale di 16 mm^2 per il rame e 35 mm^2 nel caso di alluminio), e tubazioni PVC per il contenimento dei cavi di segnale e della fibra ottica, posati direttamente sulla sabbia, all'interno dello scavo;
- Riempimento per almeno 20 cm con sabbia;
- Inserimento per tutta la lunghezza dello scavo, e in corrispondenza dei cavi, delle tegole protettive in plastica rossa per la protezione e individuazione del cavo stesso;
- Nastro in PVC di segnalazione;
- Rinterro con materiale proveniente dallo scavo o con materiale inerte.

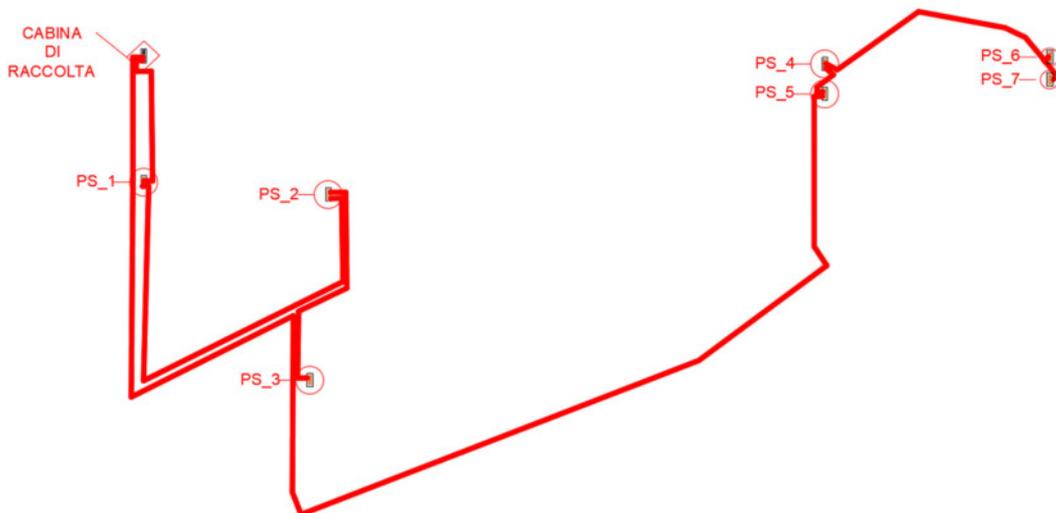


Figura 18 - Tratte interne MT "36kV"

5.6.2 Cavidotto 36 kV esterno

Per il collegamento elettrico a 36 kV, si prevede l'utilizzo di cavi unipolari di tipo ARE4H5E-18/30 kV.



Figura 19 - Cavo unipolare ARE4H5E 18/30 kV

Norma di riferimento

HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale

(R_{max} 3 Ω /Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

aventi le seguenti caratteristiche:

Tabella 10 - Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 18/30 KV

Tensione nominale [U_0]	18 kV
Tensione nominale [U]	30 kV
Tensione di prova	63 kV
Tensione massima U_m	36 kV
Temperatura massima di esercizio	+90°C
Temperatura massima di corto circuito	+250°C
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C

5.6.3 Tipologia di posa

Il cavo MT, che interessa il collegamento tra il parco fotovoltaico, la cabina di raccolta e la stazione elettrica, seguirà le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17.

Sarà costituito da cavi unipolari direttamente interrati (modalità di posa tipo M), ad eccezione degli attraversamenti di opere stradali e/o fluviali richieste dagli enti concessionari, per i quali sarà utilizzata una tipologia di posa che prevede i cavi unipolari in tubo interrato (modalità di posa N) o in canalizzazione metallica a parete (modalità di posa E).

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	42 di 54

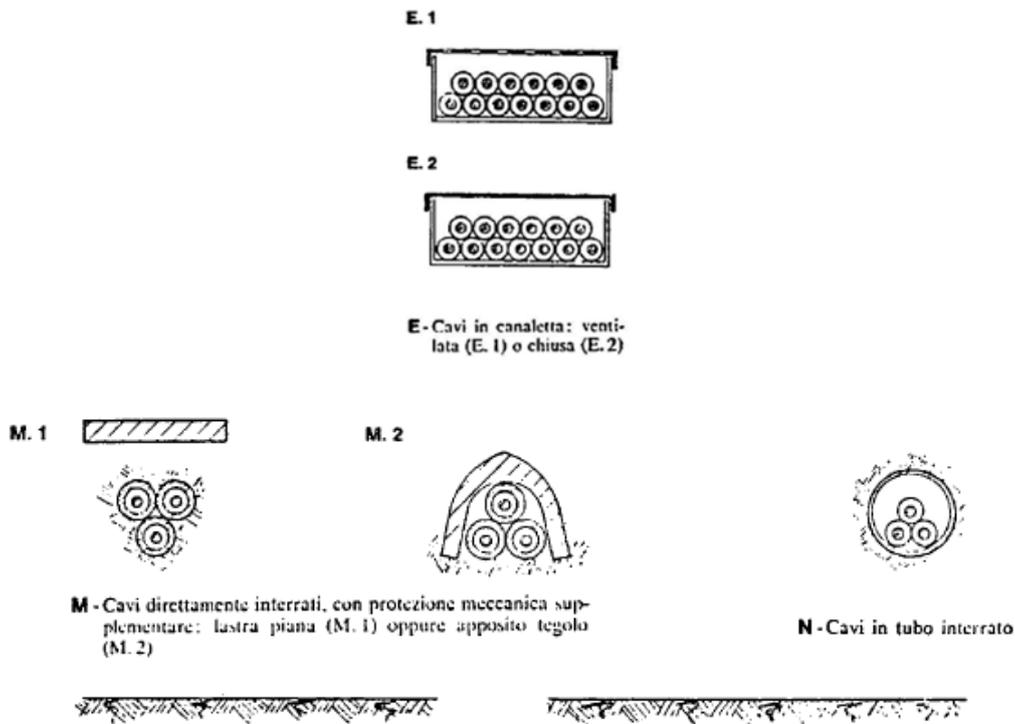


Figura 20 - Modalità di Posa (CEI 11-17)

La posa verrà eseguita ad una profondità tra 1,2 – 1,5 m.

Il tracciato del cavo, che segue la viabilità prima definita, è realizzato nel seguente modo:

- Scavo a sezione ristretta obbligata (trincea) con dimensioni variabili;
- Letto di sabbia di circa 10 cm, per la posa delle linee MT avvolte ad elica;
- Rinfiando e copertura dei cavi MT con sabbia per almeno 10 cm;
- Corda nuda in rame (o in alluminio) per la protezione di terra (avente, come previsto da norma CEI EN 61936-1, una sezione maggiore o uguale di 16 mm² per il rame e 35 mm² nel caso di alluminio), e tubazioni PVC per il contenimento dei cavi di segnale e della fibra ottica, posati direttamente sulla sabbia, all'interno dello scavo;
- Riempimento per almeno 20 cm con sabbia;
- Inserimento per tutta la lunghezza dello scavo, e in corrispondenza dei cavi, delle tegole protettive in plastica rossa per la protezione e individuazione del cavo stesso;
- Nastro in PVC di segnalazione;
- Rinterro con materiale proveniente dallo scavo o con materiale inerte.

Si riportano di seguito alcune sezioni generiche del cavidotto:

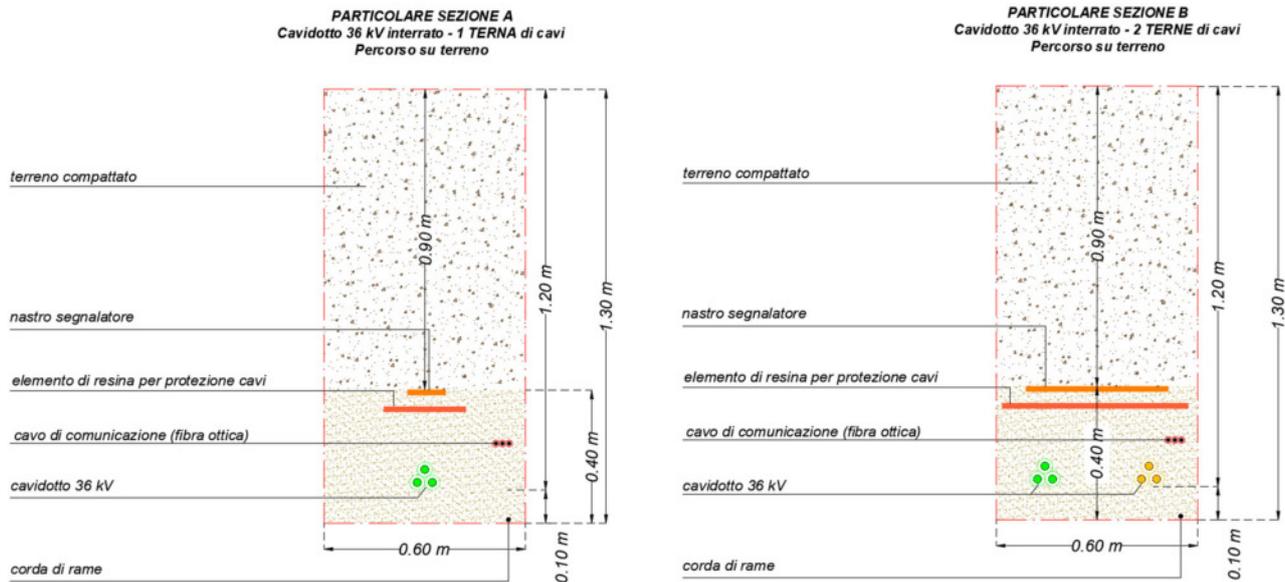


Figura 21 - Sezione cavi direttamente interrati

5.7 CABINA DI RACCOLTA

Considerando la distribuzione dei sottocampi fotovoltaici e la potenza complessiva in gioco, si è deciso di dividere l'intero parco in due zone elettricamente indipendenti, ognuna con un proprio arrivo nella cabina di raccolta:

- **Zona A:** PS1-PS2-PS3;
- **Zona B:** PS4-PS5-PS6-PS7.

Il sistema sarà costituito da tutte le apparecchiature necessarie per l'interconnessione e il controllo delle diverse power station (PS).

In particolare, il sistema sarà costituito da strutture MONOBLOCCO in C.A.V., ottenute con un unico getto, che realizza il pavimento, le tre pareti laterali e la soletta di copertura, al quale viene fissata una parete laterale di tamponamento.

Ogni struttura prevede un basamento di fondazione realizzato da una struttura prefabbricata monoblocco di tipo "a vasca" in grado di garantire la massima flessibilità per quanto riguarda la distribuzione dei cavi all'interno della cabina elettrica e al tempo stesso assicurare una corretta distribuzione dei carichi sul terreno.

Il progetto prevede la posa di 4 strutture affiancate, con le seguenti caratteristiche:

- 1) Sala quadri MT;

- 2) Locale Trasformatore S.A. e locale misura;
- 3) Locale Gruppo elettrogeno;
- 4) Control Room e sistemi di comunicazione con TSO.

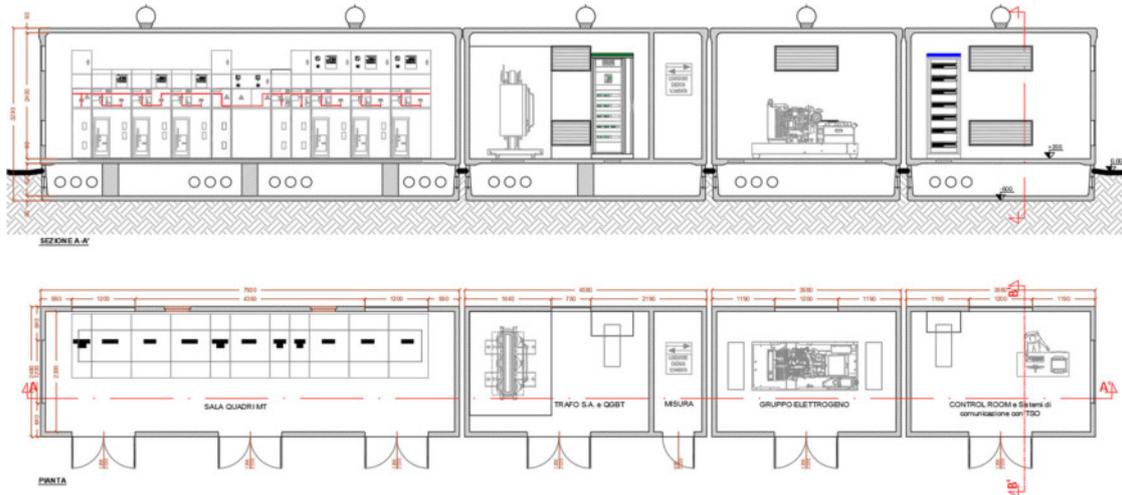


Figura 22 - Layout della CR (pianta e sezione)

5.8 Sala quadri MT

Il locale conterrà il quadro MT, così composto:

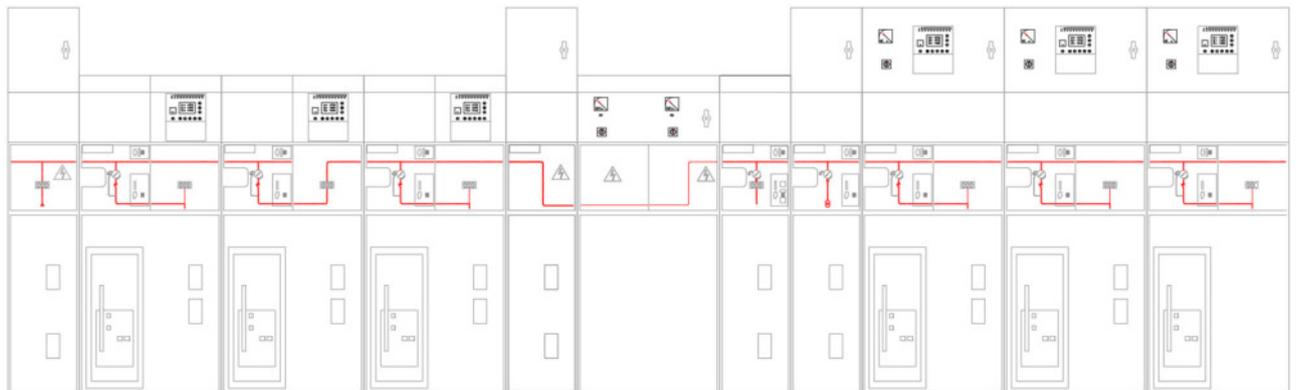


Figura 23 - Quadri MT tipologico

- Unità arrivo linea o partenza con sezionatore di messa a terra;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA e uscita cavi, per reattore shunt del cavo di collegamento con la SE RTN;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, per DG+DDI con SPG+SPI;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA e uscita cavi, per reattore shunt per rispetto del vincolo sulla potenza reattiva scambiata con la SE RTN;

ALTOBRANDO S.R.L. si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzati.

Capitale sociale 10.000,00 euro i.v. | Codice Fiscale e Partita IVA n° 12458390965 | Iscriz. Reg. Imprese di Milano n° 2662861
Indirizzo PEC: altobrandosrl@legalmail.it

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	45 di 54

- Unità risalita sbarre destra o sinistra con TA e TV, per misuratore energia scambiata;
- Unità protezione trasformatore con IMS combinato con fusibili, per l'alimentazione BT dei servizi ausiliari;
- Unità misure, con TV fase-terra per la misura sulla barra MT della tensione omopolare;
- N°2 Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, per la protezione di linea di ogni zona.
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, quale unità di riserva.

Caratteristiche elettriche delle apparecchiature:

- Tensione nominale: 36 kV
- Tensione massima: 40,5 kV
- Tensione tenuta a freq. industriale (1 minuto 50 Hz) (valore efficace): 70 kV
- Tensione a impulso atmosferico (onda 1,2 / 50 µs) (cresta): 170 kV
- Corrente nominale ammissibile c.to: 20 kA
- Tempo di estinzione del guasto: 1 s

5.9 Locale Trasformatore S.A. e locale misura

Per i Servizi Ausiliari sono previsti diversi sistemi di alimentazione, sia in corrente alternata che in corrente continua, necessari per i sistemi di controllo, comando, protezione e misura.

In particolare, è stata prevista l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari mediante un trasformatore 36/0,4 kV dedicato (potenza nominale **160 kVA**).

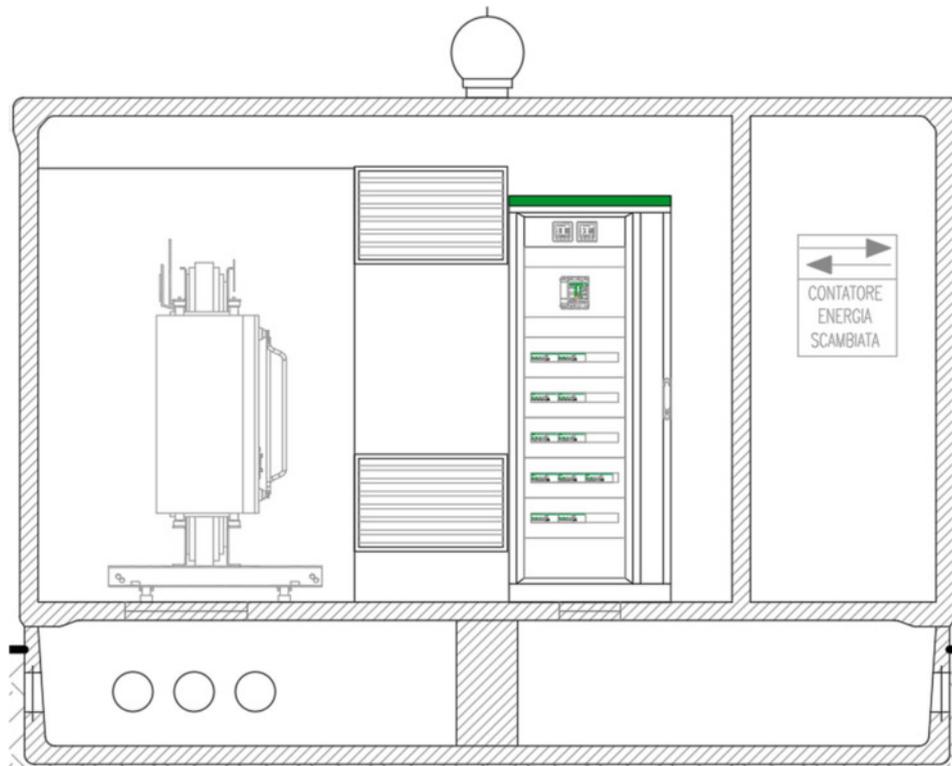


Figura 24 - Locale trasformatore S.A. e locale misura

All'interno del locale trasformatore sarà presente anche il quadro generale BT.

Nella stessa struttura, affiancato al locale trasformatore, è previsto il locale misura con i relativi apparati:

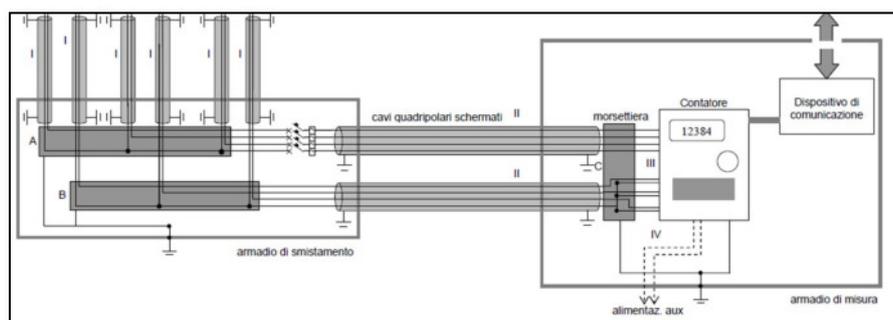


Figura 25 - Schema di principio dell'apparechiatura di Misura Energia scambiata

5.10 Locale Gruppo elettrogeno

Nel locale è prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno diesel, per funzionamento in emergenza, con potenza nominale di **50 kVA**, con una tensione di uscita trifase 230/400 V, e relativo QUADRO DI CONTROLLO AUTOMATICO ACP.

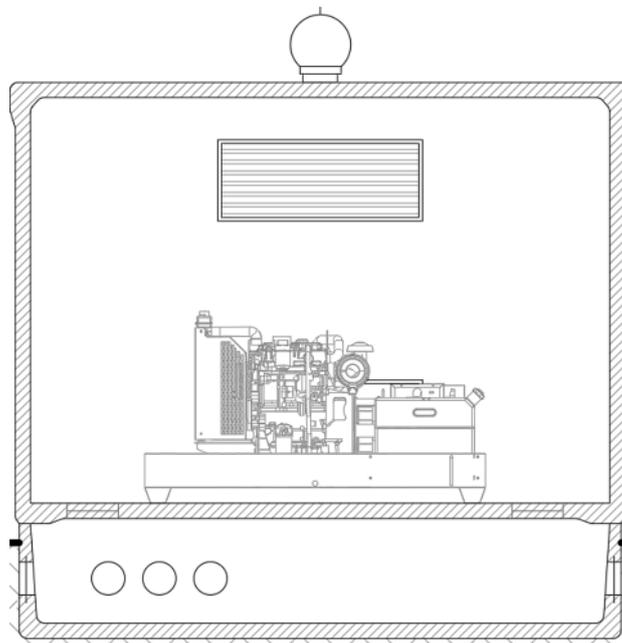


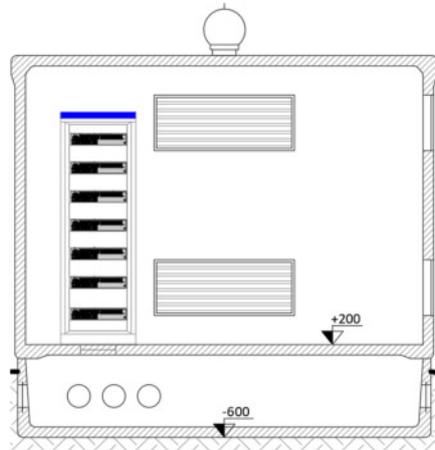
Figura 26 - Locale GE

5.11 CONTROL ROOM

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni. Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

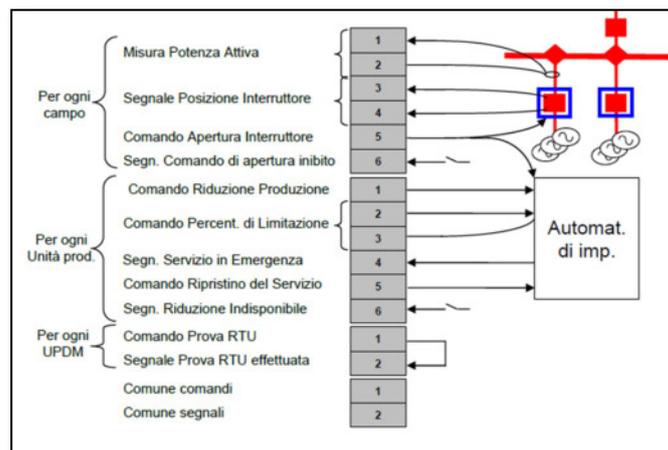
- di produzione del campo solare;
- di produzione degli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare dati climatici e dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico. I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FV. I dati monitorati saranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA. Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di auto-diagnosi e auto-tuning.

**Figura 27 - Control ROOM**

Nell'ambito del Piano di difesa del sistema elettrico sono previsti sistemi di difesa ad azione correttiva che attuano azioni di distacco, a fronte di eventi predefiniti, o modulazione della produzione. A tal fine, presso gli impianti di produzione asserviti ai suddetti sistemi di difesa deve essere predisposto un apparato periferico di difesa e monitoraggio (apparato periferico di telescatto o **UPDM**), avente la funzione di acquisire misure ed altre informazioni ausiliarie e di attuare comandi di distacco o di modulazione della produzione, a seguito della ricezione di un messaggio proveniente da altri apparati periferici di telescatto o dal sistema centrale di difesa di Terna (TSO).

Detti apparati saranno allocati nel già menzionato locale.

**Figura 28 - Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico**

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	49 di 54

6 OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

6.1 CAVIDOTTO

Il collegamento tra la cabina di raccolta e la rete elettrica nazionale (RTN) avviene mediante un cavidotto interrato; nello specifico, il cavidotto in uscita dalla cabina raccolta si *collega in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN, da inserire in doppio entra - esce alle linee RTN a 150 kV "S.Cono – Caltagirone 2" e "Barrafranca - Caltagirone", previa realizzazione degli interventi nell'area previsti nel Piano di Sviluppo Terna, costituiti da una futura stazione di trasformazione RTN 380/150 kV denominata "Vizzini", da inserire in entra - esce alla linea RTN 380 kV "Paternò – Chiaromonte Gulfi" e relativi raccordi alla linea 150 kV "CP Scordia – SE Mineo 150 kV", alla SE 150 kV Licodia Eubea ed alla CP Mineo.*

Il cavidotto MT interrato attraversa i comuni rispettivamente di Caltagirone e Mineo in provincia di Catania (CT).

A partire dalla cabina di raccolta, è stato definito il tracciato di connessione fino alla SE satellite 150/36 kV, la viabilità interessata da questa dorsale coinvolge strade comunali e sterrate, come è possibile vedere in Figura 29.



Figura 29. Cavidotto di collegamento alla SE su ortofoto

I cavi utilizzati saranno interrati ad una profondità variabile da 1 a 1,5 metri, la posa sarà effettuata realizzando trincee a sezione ristretta obbligatoria con dimensioni variabili, ponendo sul fondo dello scavo, opportunamente livellato, un letto di sabbia fine o di terreno escavato, se dalle buone caratteristiche geomeccaniche.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	50 di 54

Al di sopra di tale strato si poseranno quindi i conduttori a media tensione (una terna di cavi MT) avvolte a trifoglio. I cavi saranno poi ricoperti da uno strato di circa 15/20 centimetri di terra vagliata e compattata. Al di sopra di tale strato saranno posate per tutta la lunghezza dello scavo, ed in corrispondenza dei cavi, delle beole in CLS rosso, aventi la funzione di protezione da eventuali colpi di piccone o altro attrezzo da scavo, in caso di dissotterramenti futuri, nonché quella di indicare la posizione dei cavi stessi. Dopo la posa delle beole, si procederà al rinterro dello scavo con la terra proveniente allo scavo stesso debitamente compattata, fino ad una quota inferiore di 30 centimetri al piano campagna. A tale quota si poserà quindi, una rete di plastica rossa o altro mezzo indicativo simile (nastri plastificati rossi, etc.) atto a segnalare la presenza dei cavi sottostanti.

In caso di percorso totalmente su terreno vegetale, lo scavo sarà completato con il rinterro di altro terreno vegetale, proveniente dallo scavo stesso, fino alla quota del piano campagna. In caso di attraversamenti stradali o di percorsi lungo una strada, la trincea di posa verrà realizzata secondo le indicazioni dei diversi Enti Gestori (Amm.ne Comunale e/o Provinciale). Tutto il percorso dei cavi sarà opportunamente segnalato con l'infissione periodica di cartelli metallici indicanti l'esistenza dei cavi a MT sottostanti. Tali cartelli potranno essere eventualmente, sostituiti da mattoni collocati a filo superiore dello scavo e riportanti le indicazioni relative ai cavi sottostanti (Profondità di posa, Tensione di esercizio).

In fase esecutiva, in funzione delle lunghezze commerciali dei cavi, potranno essere predisposti dei pozzetti di ispezione adatti ad eseguire le giunzioni necessarie fra le diverse tratte.

La sezione dei conduttori di terra e di protezione, cioè dei conduttori che collegano all'impianto di terra le parti da proteggere contro i contatti indiretti, non deve essere inferiore a quelle indicate nella tabella seguente tratta dalle norme CEI 64-8.

Tabella 11. Estratto da Norme CEI 64-8

Sezione del conduttore di fase che alimenta la macchina o l'apparecchio (mm ²)	Cond. protez. facente parte dello stesso cavo o infilato nello stesso tubo del conduttore di fase (mm ²)	Cond. protez. non facente parte dello stesso cavo e non infilato nello stesso tubo nel conduttore di fase (mm ²)
minore o uguale a 16	sezione del conduttore di fase	2,5 se protetto meccanicamente, 4 se non protetto meccanicamente
minore o uguale a 16 e minore o uguale a 35	16	16
maggiore di 35	metà della sezione del conduttore di fase; nei cavi multipolari, la sezione specificata dalle rispettive norme	metà della sezione del conduttore fase; nei cavi multipolari, la sezione specificata dalle rispettive norme

La sezione del conduttore di terra deve essere non inferiore a quella del conduttore di protezione. In alternativa ai criteri sopra indicati è ammesso il calcolo della sezione minima del conduttore di protezione mediante il metodo analitico indicato al paragrafo a) dell'art. 9.6.01 delle norme CEI 64-8.

6.2 CAVI

Dall'analisi specificata nella relazione "FV.CLT01.PD.R.H.06– Relazione di calcolo preliminare sugli impianti" è stato possibile concludere che la sezione scelta è sufficiente per garantire una caduta di tensione inferiore al 4% ed una potenza dissipata inferiore al 2%.

Per il collegamento elettrico alla SE si prevede l'utilizzo di una terna trifase in cavo interrato; i cavi unipolari utilizzati sono ARE4H5E – 20.8/36 kV di sezione 3x(1x300) mm².

Tali cavi sono stati impiegati poiché adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze, con possibilità di posa in aria libera, in tubo, in canale o posa direttamente interrata anche non protetta.

Essi hanno le seguenti caratteristiche costruttive:

- Anima realizzata con conduttore a corda rotonda compatta di alluminio;
- Semiconduttore interno a miscela estrusa;
- Isolante in miscela di polietilene reticolato per temperature a 85°C XLPE;
- Semiconduttore esterno a miscela estrusa;
- Rivestimento protettivo realizzato con nastro semiconduttore igroespandente;
- Schermo a nastro in alluminio avvolto a cilindro longitudinale ($R_{max} = 3 \Omega/km$);
- Guaina in polietilene, colore rosso.

Il cavo rispetta le prescrizioni delle norme HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta la IEC 60502-2.

6.3 Pozzetti e camerette

I pozzetti e le camerette potrebbero essere realizzati sulla rete di cavidotti per contenere le giunzioni fra le varie tratte, al fine di proteggere e rendere ispezionabile il giunto stesso.

Per la costruzione ed il dimensionamento di pozzetti e camerette si terrà presente che:

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	52 di 54

- si devono poter introdurre ed estrarre i cavi senza recare danneggiamenti alle guaine;
- il percorso dei cavi all'interno deve potersi svolgere ordinatamente rispettando i raggi di curvatura;

L'esecuzione delle giunzioni e delle terminazioni su cavi deve avvenire con la massima accuratezza, seguendo le indicazioni contenute in ciascuna confezione.

In particolare, occorre:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della chiusura e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o terminale;
- utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

6.4 Messa a terra dei rivestimenti metallici

La messa a terra dei rivestimenti metallici ha lo scopo di rendere equipotenziale le masse metalliche che ricoprono il cavo, ponendole tutte a potenziale zero; dato l'elevato valore di tensione del conduttore (36 kV), il materiale isolante (dielettrico) che ricopre il conduttore sarà sede di correnti di spostamento che dal conduttore fluiscono verso il rivestimento metallico; per effetto di queste correnti la massa metallica esterna (armatura) si troverà sotto tensione, ad un valore pericoloso per il corpo umano; qualora nella trincea fossero posati più cavi o coesistano cavi e altre condotte (telecomunicazioni, gas, acquedotti) il fenomeno può estendersi ad altre parti metalliche presenti; pertanto la messa a terra delle masse metalliche annulla questo fenomeno, evitando sollecitazioni dannose per l'isolante del cavo e offrendo maggiore sicurezza al personale tecnico ed elementi di altre reti.

Lo schermo dei cavi a MT deve essere messo a terra ad entrambe le estremità della linea. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto. Ai sensi della CEI 11-27, essendo il tratto più lungo del cavidotto oltre i 4 km, gli schermi dei cavi MT saranno sempre aterrati alle estremità e possibilmente nella mezzeria del tratto più lungo collegandoli alla corda di terra presente nello scavo.

6.5 CAVI IN FIBRA OTTICA

I cavi in fibra ottica dell'impianto saranno allettati direttamente nello strato di sabbia vagliata. Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte come di seguito indicati:

- Tracciato delle linee: Il tracciato delle linee in cavo in fibra ottica dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto.
- Sforzi di tiro per la posa: Durante le operazioni di posa, lo sforzo di tiro che può essere applicato a lungo termine sarà al massimo di 3000 N.
- Raggi di curvatura: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 20 cm.

Durante le operazioni di posa è indispensabile che il cavo non subisca deformazioni temporanee. Il rispetto dei limiti di piegatura e tiro è garanzia di inalterabilità delle caratteristiche meccaniche della fibra durante le operazioni di posa. Se inavvertitamente il cavo subisce deformazioni o schiacciamenti visibili, la posa deve essere interrotta e dovrà essere effettuata una misurazione con OTDR per verificare eventuali rotture o

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	53 di 54

attenuazioni eccessive provocate dallo stress meccanico. Nel caso che il cavo subisca degli sforzi di taglio pronunciati, con conseguente rottura della guaina esterna, deve essere segnalato il punto danneggiato e si potrà procedere alla posa del cavo dopo aver preventivamente isolato la parte di guaina lacerata con nastro gommato vulcanizzante tipo 3M. Le bobine con ancora avvolto il cavo ottico, vanno manipolate con cura evitando ripetuti spostamenti. Non sono ammesse giunzioni lungo il percorso dei cavi in fibra ottica, se non quelle dovute all'impossibilità di disporre di un'unica pezzatura del cavo.

6.6 IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà costituito dall'intero sistema di conduttori, giunzioni, dispersori al fine di assicurare alla corrente di guasto un ritorno verso terra attraverso una bassa impedenza.

L'impianto di terra in oggetto si riferisce ad un sistema di II categoria in cui la cabina di trasformazione risulta di proprietà dell'utente. Il sistema, del tipo TN-S, prevede il collegamento del conduttore di protezione, direttamente al centro stella del circuito secondario dei trasformatori. Esso verrà realizzato in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI EN 61936-1, CEI EN 50522 e CEI 64-12.

Il dispersore dovrà essere costituito da un dispersore orizzontale disposto ad anello chiuso, posato in modo tale da racchiudere l'area in oggetto.

La sua configurazione (nelle cabine di raccolta e nelle PS) sarà del tipo a maglia di lato non superiore a 1x1 metri. Ai vertici e nel punto mediano dei lati lunghi di ogni cabina, dovranno essere collegati non meno di n° 6 dispersori tubolari di profondità in acciaio al carbonio semiduro con R 37/45, di spessore 5 mm zincato a caldo e altezza non inferiore a 2,5 metri.

Il dispersore sarà realizzato in corda in rame nudo di sezione dell'ordine dei 70 mm² posata in intimo contatto con il terreno, la dispersione sarà assicurata da dispersori di tipo ramato con lunghezza non inferiore a 2,5 metri infissi verticalmente nel terreno e posizionati lungo le linee di terra e connessi alla stessa con una interdistanza indicativa pari a 25 m. Inoltre, il perimetro del fabbricato sarà racchiuso da una corda in rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm². Il dispersore in questo caso sarà di tipo con picchetti infissi verticalmente nel terreno con lunghezza non inferiore a 2,5m. Si evidenzia che il dispersore costituito da picchetti e maglia dovrà essere collegato con l'anello disperdente di terra previsto per il campo fotovoltaico. In questa fase di intervento è stata ipotizzata una resistività del terreno pari a circa 100 ohm/m; tale valore verrà verificato in fase esecutiva.

Saranno collegati al dispersore, i ferri dell'armatura delle fondazioni in cls armato, mediante giunzioni di dimensioni tali da garantire la continuità elettrica; tali giunzioni dovranno evitare la formazione di coppie galvaniche e in generale dovranno essere resistenti alla corrosione.

Le giunzioni dovranno essere realizzate mediante saldatura forte o autogena o alluminio-termica, oppure in alternativa, con morsetti a compressione e/o a bullone, i quali dovranno avere una superficie di contatto non inferiore a 200 mm² e i bulloni avranno un diametro non inferiore a 10 mm.

Le connessioni tra il dispersore e i ferri d'armatura dovranno essere realizzate almeno ogni metro, seguendo la posa dello stesso dispersore. Per quanto riguarda il collegamento dell'armatura in ferro delle fondazioni opere in cls, si dovrà riportare all'esterno delle stesse, (prima delle gettate finali), porzioni di un conduttore di terra di sufficiente lunghezza che si collegherà al dispersore orizzontale dell'impianto generale di terra.

CODICE	FV.CLT01.PD.R.A.09
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	54 di 54

Il conduttore di protezione dovrà essere collegato a tutte le masse di tutti gli apparecchi da proteggere compresi gli apparecchi di illuminazione. L'impianto dovrà comprendere come minimo (ammettendo eventuali modifiche a favore della sicurezza in fase esecutiva):

- il collettore (o nodo) principale di terra nel quale confluiscono tutti i conduttori di terra, di protezione, di equipotenzialità;
- il sezionatore di terra che consentirà le misure e le verifiche sullo stato dell'impianto;
- il conduttore equipotenziale, avente lo scopo di assicurare l'equipotenzialità fra le masse e/o le masse estranee (parti conduttrici, non facenti parte dell'impianto elettrico, suscettibili di introdurre il potenziale di terra);
- Sia all'interno, che all'esterno delle Cabine, non si dovranno verificare, in nessun punto, tensioni di contatto e di passo superiori ai valori indicati dalla norma CEI 99-2.