

REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI PALERMO
COMUNE DI MONREALE
LOCALITÀ MALVELLO

Oggetto:

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO
AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 35,94 MW E POTENZA DI IMMISSIONE
33,13 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE**

Sezione:

SEZIONE A - RELAZIONI GENERALI

Elaborato:

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

Nome file stampa:

FV.MNR03.PD.A.13.pdf

Codifica Regionale:

RS06REL0010A0

Scala:

-

Formato di stampa:

A4

Nome elaborato:

FV.MNR03.PD.A.13

Tipologia:

R

Proponente:

E-WAY 2 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16647311006



E-WAY 2 S.R.L.
P.zza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 - Roma
S.E.P. Iva 16647311006
PEC: e-way2srl@legalmail.it

Progettista:

E-WAY 2 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16647311006



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.MNR03.PD.A.13	00	08/2023	F. Di Marino	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY 2 S.r.l.

Sede legale
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
PEC: e-way2srl@legalmail.it tel. +39 0694414500

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.....	14
4.3	INSTALLAZIONE DELLE POWER STATION.....	15
4.4	Indicazioni generali per l’installazione	15
4.5	Ambiente di installazione	16
4.6	Installazione della Power Station	17
4.7	INSTALLAZIONE DEGLI INVERTER.....	19
4.7.1	Indicazioni generali per l’installazione	19
4.7.2	Ambiente di installazione.....	19
4.7.3	Sequenza operazioni di collegamento dell’unità	20
4.8	INSTALLAZIONE DELLA CABINA DI RACCOLTA E MISURA E DELLA CONTROL ROOM	21
4.9	SCAVI PER CAVIDOTTI INTERNI ED ESTERNI AL SITO	23
4.10	OPERE COMPLEMENTARI	25
4.10.1	Opere di mitigazione	25
4.10.2	Impianto di illuminazione e video-sorveglianza	28
5	ELEMENTI TECNICI COSTITUENTI L’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	30
5.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	30
5.2	TRACKER	33
5.3	QUADRI DI STRINGA	34
5.4	CABLAGGIO DC INTERNO	35
5.5	POWER STATION.....	38
5.6	CAVIDOTTO MT INTERNO	42
5.7	CABINA DI RACCOLTA.....	44
5.7.1	Sala quadri MT	45
5.7.2	Locale Trasformatore S.A. e locale misura	45
5.7.3	Locale Gruppo elettrogeno	47



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	3 di 54

5.7.4	Control Room e sistemi di comunicazione con TSO	47
6	OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN	49
6.1	CAVIDOTTO MT ESTERNO	49
6.2	CAVI.....	50
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>	<i>Suddivisione dell'impianto in sottocampi.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.</i>	<i>Caratterizzazione campo FV.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3.</i>	<i>Esempio di disposizione dei pali di fondazione delle strutture.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 4.</i>	<i>Area di lavoro minima per Power Station.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 5.</i>	<i>Indicazioni minime degli spessori del basamento, valori forniti dalla casa produttrice.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6.</i>	<i>Soluzione di installazione su pali in caso di necessità.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 7.</i>	<i>Esempio installazione cabina in monobox.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 8.</i>	<i>Sezione cavi direttamente interrati.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 9.</i>	<i>Datasheet moduli FV (parte 1).....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 10.</i>	<i>Datasheet moduli FV (Parte 2).....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 11.</i>	<i>Tracker 1P con Moduli FV - Vista Longitudinale.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 12.</i>	<i>Quadro di stringa INGECON SUN a 1500V.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 13.</i>	<i>Datasheet quadro di stringa INGECON SUN M.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 14.</i>	<i>Caratteristiche elettriche cavo solare "H1Z272-K".....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 15.</i>	<i>Caratteristiche elettriche cavo BT "FG16R16".....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 16.</i>	<i>Power Station serie INGECON SUN FSK B.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 17.</i>	<i>Datasheet dei possibili inverter da utilizzare – Parte 1.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 18.</i>	<i>Datasheet dei possibili inverter da utilizzare – Parte 2.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 19.</i>	<i>Datasheet della Power Station serie INGECON SUN FSK B.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 20.</i>	<i>Cavo unipolare ARE4H5E 18/30 kV.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 15</i>	<i>Layout della CR (pianta e sezione).....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 16</i>	<i>Quadri MT (tipologico).....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 17</i>	<i>Locale trasformatore S.A. e locale misura.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 18</i>	<i>Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 19</i>	<i>Locale GE.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 20</i>	<i>Control ROOM.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 21</i>	<i>Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 22.</i>	<i>Cavidotto di collegamento alla SE su ortofoto.....</i>	<i>49</i>



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	5 di 54

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1. Condizioni ambientali di riferimento per la Power Station</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 2: Dimensioni basamento Power Station.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 3. Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 4: Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 18/30 kV.....</i>	<i>51</i>



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	6 di 54

1 PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agro-fotovoltaico, sito in Monreale (PA), località Malvello.

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza di picco pari a 35,94 MW e una potenza nominale di 33,13 MW e presenta la seguente configurazione:

1. Un generatore fotovoltaico suddiviso in 9 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici bifacciali aventi potenza unitaria pari a 710 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento solare mono-assiali (tracker);
2. Una stazione integrata per la conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta "Power Station" per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Una Cabina di Raccolta e Misura;
4. Elettrodotto interno in cavo interrato per l'interconnessione delle Power Station di cui al punto 2, con la Cabina di Raccolta e Misura;
5. Elettrodotto esterno a 36 kV in cavo interrato per l'interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di smistamento della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra da collegare in entra – esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico – Ciminna".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way 2 S.R.L., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4 – 00186 Roma (RM), P.IVA 16647311006

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 Monreale (PA), in località "Malvello" e da collegare in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di smistamento della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra da collegare in entra - esce sulla linea 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

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 Monreale (PA), località "Malvello". 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 35,94 MWp ed utilizza moduli bifacciali in silicio monocristallino.

La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 91 MWp (Codice Pratica: 202001725).

La potenza nominale AC degli inverter dell'impianto è pari a 33,13 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 9 sottocampi elettricamente indipendenti, caratterizzati come mostrato nella figura 2 dove si riporta un estratto delle caratteristiche del campo fotovoltaico così come sono descritte dal software utilizzato per le stime di producibilità PVsyst.

PV module		Inverter	
Manufacturer	Mysolar	Manufacturer	Ingeteam
Model	Mysolar GOLD N-Type HJT BIFACIAL MS710N-HJTGB (Custom parameters definition)	Model	IS_1560TL_B600_IP54 [2020-05-27_up to 50°C] (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	710 Wp	Unit Nom. Power	1559 kWac
Number of PV modules	14336 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	10.18 MWp	Total power	9354 kWac
Array #1 - Sottocampo A		Array #2 - Sottocampo B	
Number of PV modules	9884 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	7018 kWp	Total power	6236 kWac
Modules	353 Strings x 28 In series	Operating voltage	852-1300 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.13
Pmpp	6562 kWp		
U mpp	1104 V		
I mpp	5943 A		



DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	9 di 54

Array #2 - Sottocampo B

Number of PV modules	4452 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	3181 kWp	Total power	3118 kWac
Modules	158 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	852-1300 V
Pmpp	2956 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.01
U mpp	1104 V		
I mpp	2677 A		

PV module

Manufacturer	Mysolar
Model	Mysolar GOLD N-Type HJT BIFACIAL MS710N-HJTGB (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	710 Wp
Number of PV modules	23548 units
Nominal (STC)	16.72 MWp

Inverter

Manufacturer	Ingeteam
Model	IS_1400TL_B540_IP54 [2020-05-27_up to 50°C] (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	1403 kWac
Number of inverters	11 units
Total power	15433 kWac

Array #3 - Sottocampo C

Number of PV modules	8428 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	5984 kWp	Total power	5612 kWac
Modules	301 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	768-1300 V
Pmpp	5595 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	1104 V		
I mpp	5088 A		

Array #5 - Sottocampo E

Number of PV modules	6892 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	4751 kWp	Total power	4209 kWac
Modules	238 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	768-1300 V
Pmpp	4443 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1104 V		
I mpp	4024 A		

Array #6 - Sottocampo F

Number of PV modules	6216 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	4413 kWp	Total power	4209 kWac
Modules	222 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	768-1300 V
Pmpp	4127 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
U mpp	1104 V		
I mpp	3738 A		

Array #7 - Sottocampo G

Number of PV modules	2212 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1571 kWp	Total power	1403 kWac
Modules	79 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	768-1300 V
Pmpp	1468 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1104 V		
I mpp	1330 A		



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	10 di 54

Array #4 - Sottocampo D

PV module	
Manufacturer	Mysolar
Model	Mysolar GOLD N-Type HJT BIFACIAL MS710N-HJTGB (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	710 Wp
Number of PV modules	1708 units
Nominal (STC)	1213 kWp
Modules	61 Strings x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	1134 kWp
U mpp	1104 V
I mpp	1027 A

Inverter	
Manufacturer	Ingeteam
Model	IS_1170TL_B450_IP54 [2020-05-27_up to 50°C] (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	1169 kWac
Number of inverters	1 unit
Total power	1169 kWac
Operating voltage	643-1300 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.04

PV module	
Manufacturer	Mysolar
Model	Mysolar GOLD N-Type HJT BIFACIAL MS710N-HJTGB (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	710 Wp
Number of PV modules	11060 units
Nominal (STC)	7853 kWp

Inverter	
Manufacturer	Ingeteam
Model	IS_1800TL_B690_IP54 [2020-05-27_up to 50°C] (Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	1793 kWac
Number of inverters	4 units
Total power	7172 kWac

Array #8 - Sottocampo H	
Number of PV modules	3024 units
Nominal (STC)	2147 kWp
Modules	108 Strings x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2008 kWp
U mpp	1104 V
I mpp	1818 A

Number of inverters	1 unit
Total power	1793 kWac
Operating voltage	977-1300 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.20

Array #9 - Sottocampo I	
Number of PV modules	8036 units
Nominal (STC)	5706 kWp
Modules	287 Strings x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	5335 kWp
U mpp	1104 V
I mpp	4832 A

Number of inverters	3 units
Total power	5379 kWac
Operating voltage	977-1300 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.06

Total PV power	
Nominal (STC)	35963 kWp
Total	50652 modules
Module area	157343 m ²

Total inverter power	
Total power	33128 kWac
Number of inverters	22 units
Pnom ratio	1.09

Figura 2. Caratterizzazione campo FV



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
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:

1. Pannelli Fotovoltaici e Tracker;
2. Quadri di Stringa;
3. Power Station;
4. Cabina di raccolta;
5. Cavidotti BT ed MT;
6. Impianto di illuminazione e video-sorveglianza;
7. Viabilità interna;
8. Impianto di terra;
9. Sistema di monitoraggio.

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:

- Le superfici di vetro non devono essere danneggiate o graffiate. In particolare, la parte posteriore del modulo non deve essere a impatti meccanici (ad esempio con oggetti duri e taglienti);
- Non salire sui moduli o sui telai dei moduli;
- I moduli solari non devono essere installati sotto tensione e le parti del telaio non devono essere attorcigliate su sé stesse durante il montaggio;
- Il modulo solare non deve essere compresso lungo i lati;
- Il collegamento elettrico dei singoli moduli tra loro e con l'inverter deve essere effettuato con connettori a innesto dello stesso tipo dei connettori plug-in preinstallati sui moduli. I cavi non devono essere utilizzati come supporto o piegati e non devono essere installati sotto tensione;
- L'installazione elettrica e la messa in funzione devono essere eseguite esclusivamente da un elettricista qualificato che conosca le norme e i regolamenti pertinenti per l'uso e il montaggio dei moduli solari;
- Un'esecuzione non corretta durante l'installazione o la messa in funzione può causare danni alle persone o ai moduli;
- Si consiglia di prevedere l'accesso all'assistenza durante la pianificazione del progetto;
- Durante l'esecuzione dei lavori è necessario indossare sempre occhiali protettivi e scarpe di sicurezza. Se applicabile, rispettare le norme e le raccomandazioni delle associazioni di categoria o degli enti preposti;
- I lavori sull'impianto fotovoltaico non devono essere eseguiti in caso di pioggia, neve o vento. La superficie del vetro e il telaio del modulo possono surriscaldarsi quando sono esposti alla luce del sole e sussiste il rischio di ustioni. Utilizzare eventualmente dei guanti;
- Per motivi di sicurezza, i moduli difettosi devono essere sostituiti immediatamente;



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	13 di 54

- I moduli devono essere maneggiati con cura durante l'installazione. Gli urti sulla parte anteriore e posteriore o sugli spigoli possono danneggiare i moduli.
- Si consiglia di posizionare i moduli solari con un angolo di almeno 10° fino a un massimo di 75° rispetto al terreno.
- I puntoni, i morsetti di montaggio, le viti e gli altri elementi di fissaggio devono essere disponibili in commercio e privi di corrosione. In particolare, gli elementi di fissaggio devono essere progettati in funzione dei carichi di neve e vento.
- I moduli devono essere montati in modo che l'acqua di fusione e l'acqua piovana possano defluire liberamente e che il modulo non sia costantemente bagnato.
- I moduli solari sono adatti all'installazione sia con il lato lungo rivolto verso l'alto che con il lato corto rivolto verso l'alto.
- Osservare la posizione della presa di collegamento.
- Se si utilizzano i morsetti di montaggio, i moduli solari devono essere montati sui montanti in almeno quattro punti su lati opposti.
- I morsetti devono essere posizionati all'interno della zona di montaggio.
- Il modulo deve essere fissato saldamente. I morsetti non devono entrare in contatto con il vetro anteriore né deformare il telaio.
- Evitare gli effetti di ombreggiamento dei morsetti e del sistema di montaggio.
- Il modulo può essere montato con bulloni in 4 (quattro) o 8 (otto) punti di quarto simmetrici.
- I moduli devono essere montati a una distanza minima di 5 mm dal modulo successivo.
- Utilizzare materiali di montaggio resistenti alla corrosione.
- Non praticare fori nel modulo e nel telaio del modulo.
- La coppia massima di serraggio dei morsetti e dei bulloni di montaggio è di 14 Nm.
- Per non compromettere il rendimento energetico dei moduli, è necessario evitarne l'installazione in zone ombreggiate (da alberi, edifici, ecc.).
- Non è consentita l'installazione dei moduli come vetrate sospese.
- I moduli devono essere installati in modo da garantire una sufficiente ventilazione posteriore.
- I moduli si riscaldano e richiedono un flusso d'aria adeguato al raffreddamento.
- Le aperture di drenaggio dell'acqua nel telaio del modulo non devono essere chiuse in alcun modo. Anche il telaio di montaggio non deve ostruirle.
- I fori di messa a terra previsti servono solo per la messa a terra del telaio.

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	14 di 54

- Il funzionamento dei moduli solari in regioni con carichi di neve fino a 5400 Pa dipende dal tipo di montaggio e dal tipo di modulo.
- Assicurarsi che non vi siano gas infiammabili in prossimità del luogo di installazione.

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 1,40 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 un'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



DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	15 di 54

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;

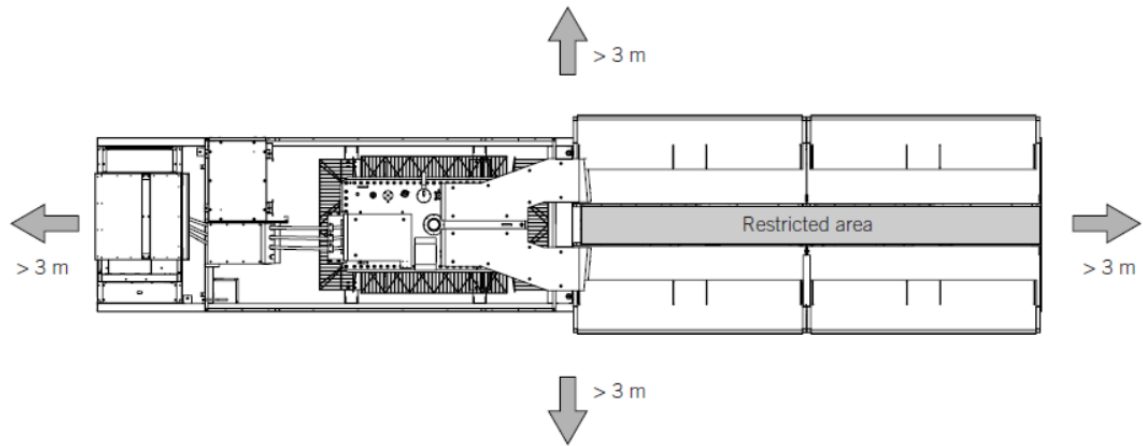


Figura 4. Area di lavoro minima per Power Station

- 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;



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	17 di 54

- 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.

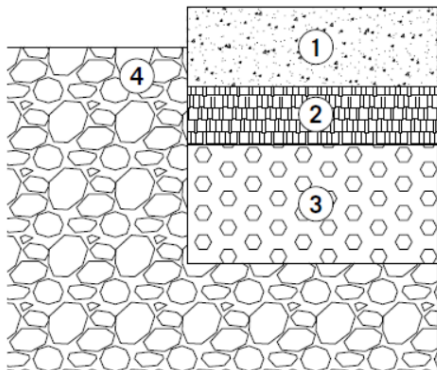
(2) Limitazioni di potenza per altitudini superiori a 2000 m.

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 calcestruzzo 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:

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

Tabella 2: Dimensioni basamento Power Station



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

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:

Soletta di c.a. dello spessore di 250 mm, di cui 150 mm fuori terra;

1. Strato di magrone dello spessore di 100 mm;
2. Strato di materiale granulare compattato dello spessore di 300 mm.

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

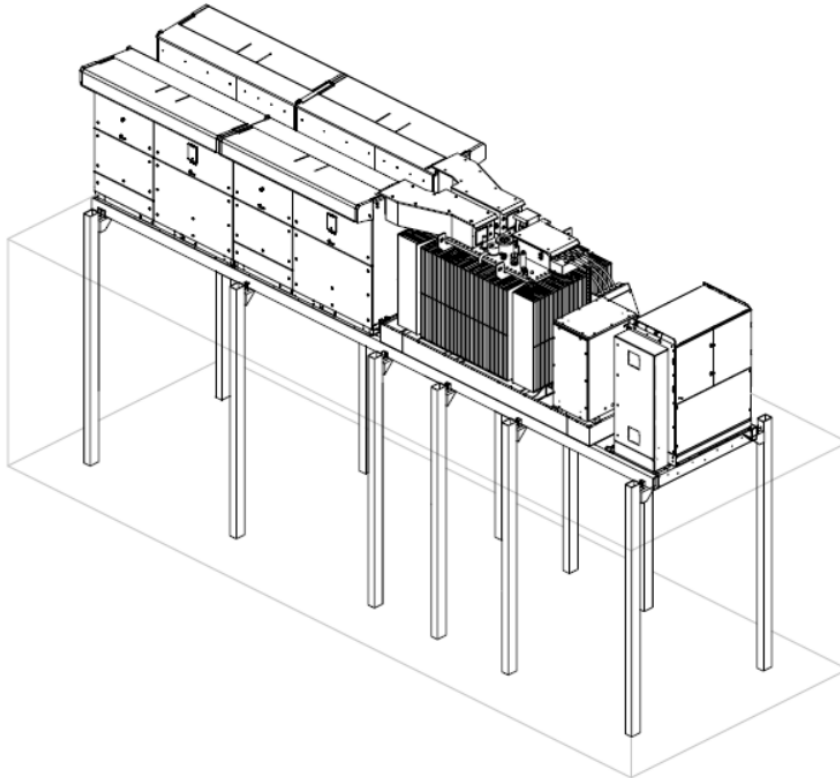


Figura 6. Soluzione di installazione su pali in caso di necessità

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 ostacolino 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;

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 monoblocco. 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 x 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 monoblocchi agevolmente. Inoltre, la viabilità di cantiere e la zona antistante il piano di appoggio

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	22 di 54

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 ($D_{min}=3,5$ m con $1 < kV \leq 30$; $D_{min}=5$ m con $30 < kV \leq 132$; $D_{min}=7$ 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.MNR03.PD.H.02 – “Cabina di raccolta e misura – Planimetria e Sezioni”*.

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

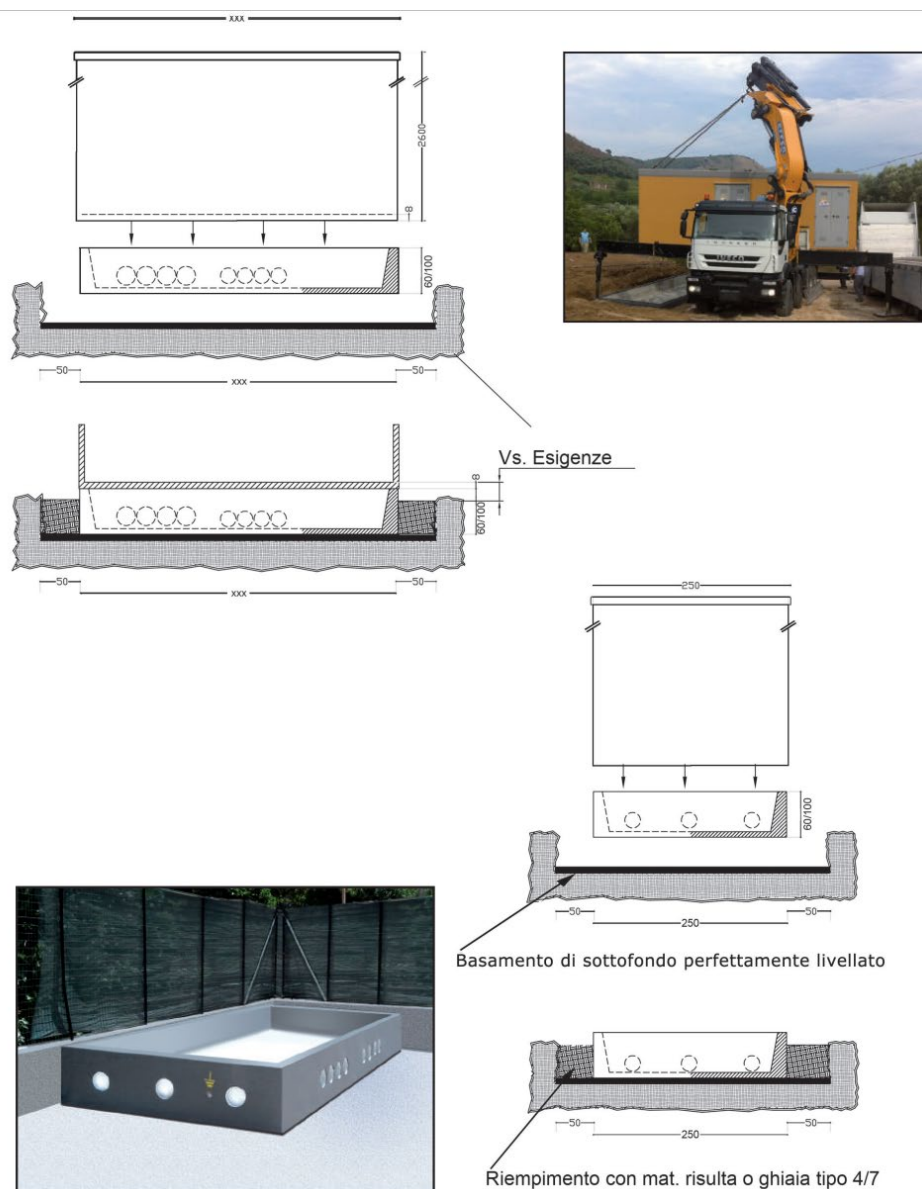


Figura 7. Esempio installazione cabina in monobox

4.9 SCAVI PER CAVIDOTTI INTERNI ED ESTERNI AL SITO

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 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.

In Figura 8, si riporta una sezione generica del cavidotto:

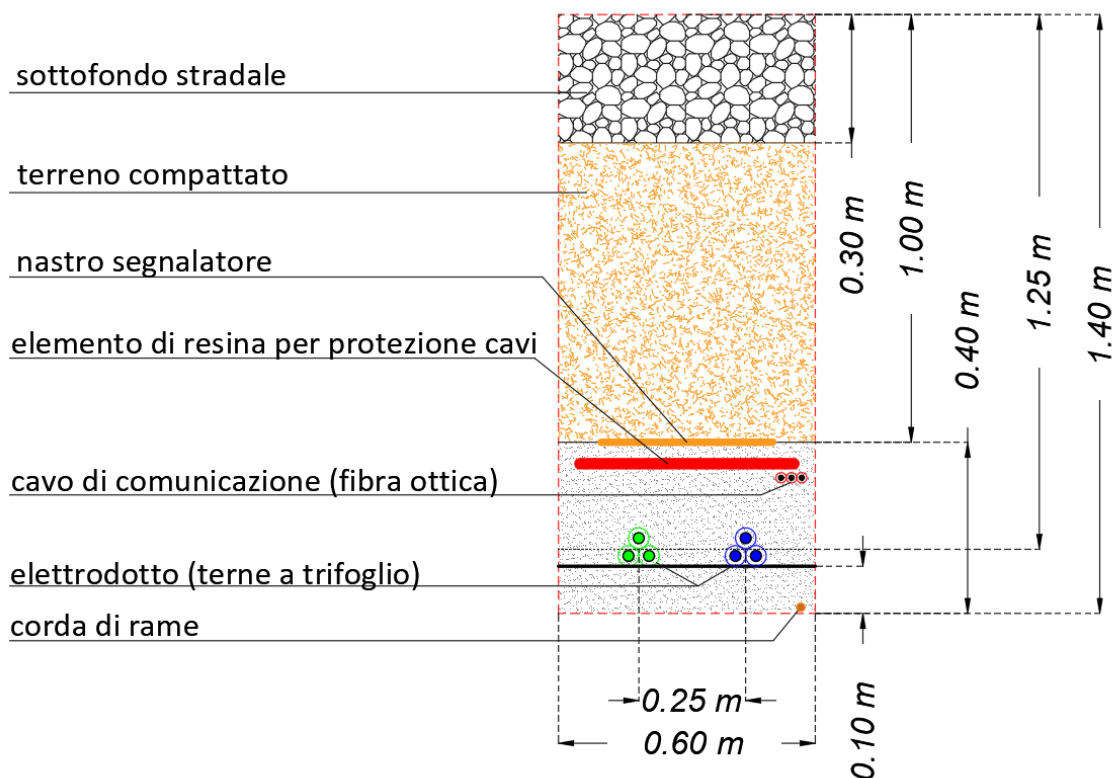


Figura 8. Sezione cavi direttamente interrati

Si rimanda all'elaborato "FV.MNR03.PD.H.05 – Relazione di calcolo preliminare degli impianti" per ulteriori dettagli.

4.10 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 lungo l'intero perimetro d'impianto, esternamente alla recinzione. 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 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 sementi.

La scelta delle essenze arboree e arbustive da impiegare per costituire la fascia perimetrale di mitigazione è stata svolta attraverso considerazioni di natura tecnico-agronomica, optando esclusivamente per le specie autoctone indicate ne “l’elenco delle specie autoctone della Sicilia divise per zone altimetriche e caratteristiche edafiche” – Sottomisura 4.4 Operazione 4.4.3, all. 11 del PSR Sicilia 2014/2020.

Inoltre, per garantire la massima naturalità dell’intervento ed incrementare la percentuale di attecchimento delle piante è opportuno valutare l’appartenenza delle specie alla serie di vegetazione potenziale individuata nel sito oggetto di intervento, in particolare riferendosi all’alleanza “*Quercion ilicis*”. Trovandoci in presenza di un ambiente caratterizzato da un’accentuata aridità estiva, sono state preferite specie arbustive ed arboree termofile e xerofile, maggiormente adatte a colonizzare un ambiente caratterizzato da aridità estiva.

Sulla base delle precedenti considerazioni la scelta delle specie botaniche è ricaduta, per quanto concerne la fascia arborea più alta, da Leccio (*Quercus ilex* L.) e Roverella (*Quercus pubescens* Willd. subsp. *pubescens*), mentre lo strato arbustivo più basso, sarà costituito da Prugnolo (*Prunus spinosa* L.), Fillirea (*Phillyrea latifolia*

L.) e Lentisco (*Pistacia lentiscus* L.). Le specie individuate saranno piantumate su una fascia di 10 metri, costituendo un filare arboreo ed una siepe monofilare arbustiva mista, in modo da fornire un maggiore effetto coprente della recinzione e dell'impianto. La scelta di specie botaniche diverse in consociazione incrementerà le possibilità di realizzazione della fascia di mitigazione, offrendo maggiori possibilità di attecchimento e di resistenza ad eventuali fitopatie e consentirà una diversificazione della copertura, offrendo maggiori nicchie ecologiche per la fauna.

La preparazione del sito d'impianto prevede le seguenti fasi:

- Rippatura a 40-50 cm di profondità per consentire un sufficiente drenaggio ed una corretta aerazione del substrato;
- Aratura a 20-30 cm di profondità associata all'interramento di concime organico, ha come scopo migliorare la struttura del terreno e stimolare l'attività microbica, incrementandone così la fertilità e consentire di aerare il suolo e migliorare le sue capacità di ritenzione idrica;
- Una o più erpicature a 20 cm di profondità per consentire la frammentazione delle zolle formatesi dall'aratura creando le condizioni idonee per l'attecchimento degli apparati radicali delle piante trapiantate;
- Disposizione del telo pacciamante, tecnica ampiamente utilizzata nelle regioni meridionali con estati secche, risulta particolarmente vantaggiosa per accelerare la crescita delle giovani piante, assicurando condizioni pedologiche migliori per lo sviluppo degli apparati radicali sia dal punto di vista idrico che termico e microbiologico. I principali vantaggi di questa tecnica consentono di limitare gli effetti della siccità, ridurre lo sviluppo delle infestanti, limitando così l'impiego di prodotti diserbanti, fondamentali per ridurre la competizione in termini di luce, acqua e spazio durante le prime fasi di sviluppo delle giovani piante. A tal proposito saranno impiegati teli pacciamanti biodegradabili a base di composti amidacei;
- Messa a dimora delle giovani piante, nel periodo più favorevole dell'anno per consentire le migliori condizioni di attecchimento e pronta crescita, nel periodo autunnale o alla fine dell'inverno. La messa a dimora delle piante sarà associata al posizionamento dei tutori in bambù e della rete "shelter", quest'ultima indispensabile per consentire la protezione delle piantine nei primi anni di crescita sia dalla fauna selvatica, sia dall'impiego di mezzi meccanici come il decespugliatore.

Per quanto concerne la disposizione della barriera vegetale, si prevede la realizzazione di:

- un filare arboreo misto disposti linearmente ad una distanza di 6 metri gli uni dagli altri;
- una siepe arbustiva mista a ridosso della recinzione ad una distanza di 2 m sulla fila.

Tutte le piantine saranno posate tramite rete Shelter e palo tutore in bambù e saranno alte circa 15-70 cm gli arbusti e 70-150 cm gli alberi, optando per materiale vivaistico sufficientemente sviluppato (pochi anni di età), al fine di assicurare un più pronto attecchimento riducendo anche le crisi di trapianto rispetto ad esemplari più grandi.

Non saranno impiegati prodotti fertilizzanti dopo l'impianto, in quanto numerosi studi hanno dimostrato la futilità di tale pratica che favorisce per contro lo sviluppo delle infestanti.

Il **materiale vegetale** impiegato per la realizzazione della fascia perimetrale di mitigazione sarà prelevato esclusivamente da vivai forestali autorizzati, in conformità al decreto legislativo 10 novembre 2003, n. 386 (Attuazione della direttiva 1999/105/CE relativa alla commercializzazione dei materiali forestali di moltiplicazione) e al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 214 (Attuazione della direttiva 2002/89/CE concernente le misure di protezione contro l'introduzione e la diffusione nella Comunità di organismi nocivi ai vegetali o ai prodotti vegetali), nonché corredato, nei casi previsti dalla predetta normativa, da:

- a) certificato principale di identità, ai sensi dell'articolo 6, del d.lgs. 386/2003;
- b) passaporto delle piante dell'Unione europea sullo stato fitosanitario del materiale di propagazione.

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;

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	29 di 54

- 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.

I punti di installazione e ulteriori dettagli tecnici riguardanti la strumentazione suddetta sono mostrati nell'apposito elaborato grafico "FV.MNR03.PD.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

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	30 di 54

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.

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 con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet di seguito riportato (Mysolar GOLD N-Type HJT Bifacial 710W) e potenza nominale indicativa di 710 W.

L'impianto proposto prevede l'impiego 50624 moduli FV con 28 moduli su ogni tracker.

I moduli dispongono di 3 diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68, posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle e utilizzano la configurazione half-cut cell che contiene le perdite per ombreggiamento aumentando così l'energia prodotta dai pannelli.

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.



WHY MYSOLAR?



MBB Solar Cells
 Mysolar panels have multi-busbars that can reduce current heat loss of the cells and increase the current collection ability



Strong and Safe
 Mysolar panels are certified to withstand 2400 Pa negative load of wind and 5400 Pa positive load of snow.



1500V System Voltage
 Mysolar panels are of 1500V system voltage design compatible to 1500V and reduces BoS cost greatly.



PID-Resistant
 Mysolar panels are PID-resistant which were tested to the industry's most rigorous durability standards in accordance to IEC 62804.



Better Low Light Output
 Mysolar uses the best solar glass, cells, and assembling technology to guarantee good performance in cloudy days or low light conditions.



Salt-resistant & Ammonia-resistant
 Mysolar solar panels are salt mist and ammonia resistance certified.



Positive Tolerance
 Mysolar guarantees that all solar modules manufactured by Mysolar have 0~6W positive tolerance.



Confident Warranty
 Mysolar offers 30 years limited product warranty and 30 years performance warranty for the Shingled panels.



Dual Side Power Producing
 Mysolar HJT bifacial panels have up to 85% bifaciality, generates up to 25.5% more energy yield



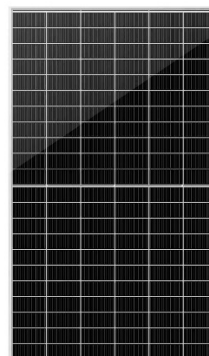
Higher Output
 With the Patented HJT technology, Mysolar's panels have up to 710W output, much higher than its competitors'.



High Reliability
 Mysolar has complete testing facilities for tests of UV, TC, HF, EL, etc tests. 100% of Mysolar panels were tested & minimum twice EL tests guaranteed.

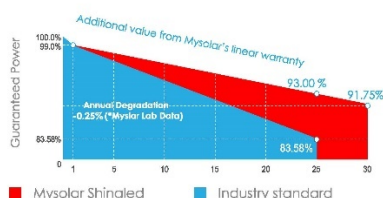


More Options for Solar Projects
 More possible purposes like vertical installations, BIPV's, areas of high humidity, strong wind/snow, and deserts



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

30 Year Product Warranty · 30 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015 Quality management systems
- ISO14001: 2015 Quality management systems
- ISO45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Figura 9. Datasheet moduli FV (parte 1)

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	32 di 54

SPECIFICATIONS (STC*)

Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V
Maximum Power Current (Imp)	16.51A	16.57A	16.63A	16.69A	17.75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.82V	49.95V	50.13V	50.29V	50.44V
Short-circuit Current (Isc)	17.31A	17.37A	17.43A	17.49A	17.55A
Module Efficiency STC (%)	22.21%	22.37%	22.53%	22.69%	22.86%
Operating Temperature (°C)	-40°C→+85°C				
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	30A				
Power Tolerance	0→+6W				
Temperature Coefficients of Pmax	-0.260%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0.240%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0.040%/°C				
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42.30±2°C				

REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)

Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V
Maximum Power Current (Imp)	17.45A	18.28A	19.12A	19.95A	20.78A	21.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.13V	50.13V	50.22V	50.22V	50.22V
Short-circuit Current (Isc)	18.30A	19.17A	20.04A	20.92A	21.78A	22.65A

MMOT* (Nominal Module Operating Temperature):
Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

*Power measurement tolerance: -/+3%

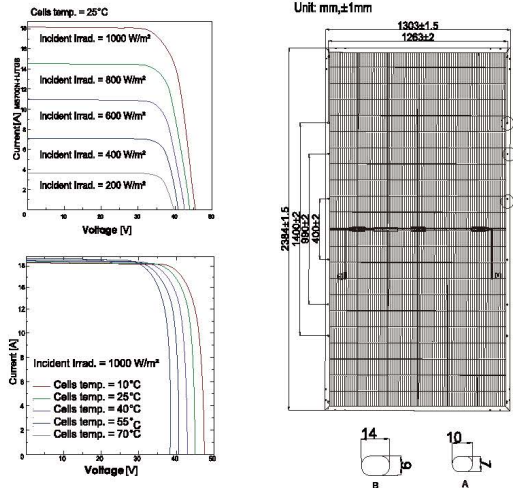
Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type HJT 210×210mm
No. of cells	132 (6*22)
Dimensions	2384×1303×35mm (±1mm)
Weight	38.80KG ±2%
Glass	2.0mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Tempered Glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Cable & Connector	4mm ² cable: +600mm/-1200mm MC4 compatible

Packaging Info

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 558pcs/40'HQ Container



Mysolar reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice due to continuous innovation and product improvement. Please be kindly noted installation of Mysolar solar modules shall be done by professional skilled people. Please read the installation manual carefully before using Mysolar solar panels.

Mysolar is a Mambot company and brand, Mysolar and Mambot are trademarks of Mambot Manufacturing USA Inc.

Mambot Manufacturing USA Inc.

www.mambot.com Tel: 001 302 428 9888 sales@mambot.com Head Office: Orange St. #600, Wilmington, New Castle, 19899, Delaware, USA

Mysolar Manufacturing (Shanghai) Co., Ltd.

www.mysolar.com www.mambot.com/mysolar Tel: 0086 21 62147369 North Park, 21ST Fl, No.1, LN1040, Caoyang Rd, Puhua Dist, Shanghai, P.R.C.

File Version: Mysolar2022NOV_GOLD_HJT132

Figura 10. Datasheet moduli FV (Parte 2)

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. Verranno utilizzate due tipologie con disposizione 1P (1 Portrait), una struttura prevede una fila composta da 28 moduli, quindi l'intera stringa, e l'altra prevede una fila composta da 14 moduli. 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:

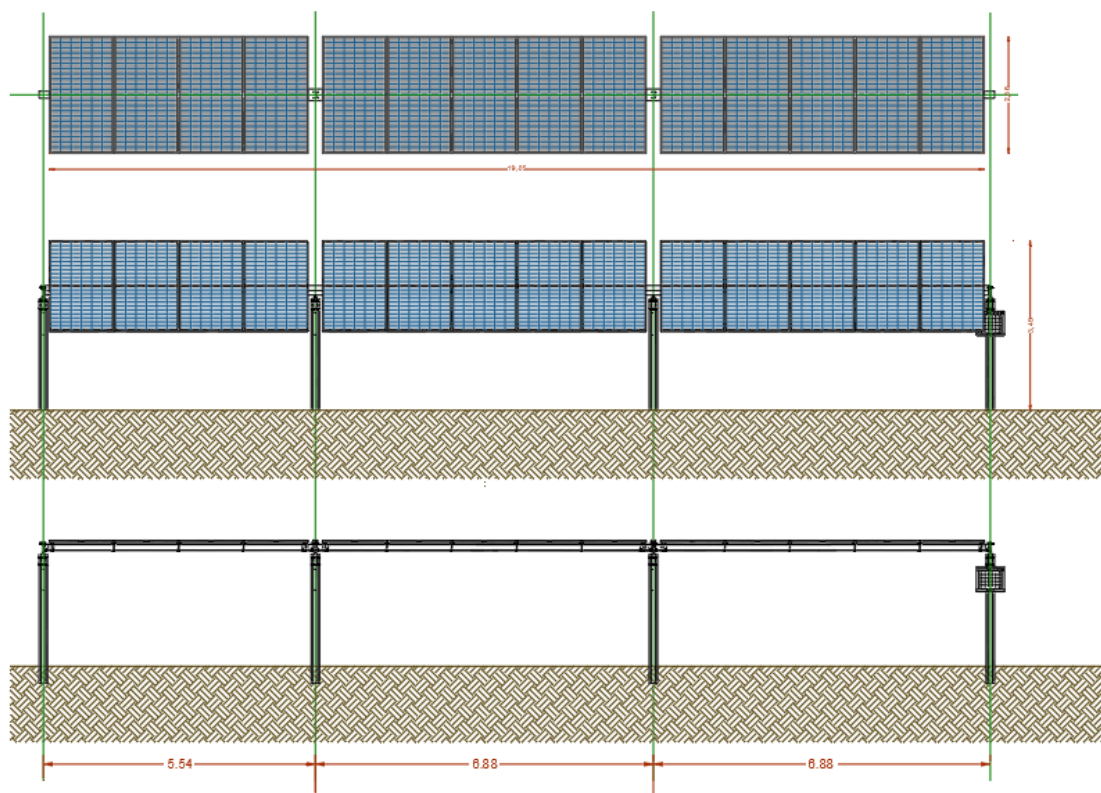


Figura 11. Tracker 1P con Moduli FV - Vista Longitudinale

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	34 di 54

Nel progetto sono state utilizzate 1693 strutture tracker da 28 moduli e 230 strutture tracker da 14 moduli. 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.MNR03.PD.F.01- Particolari costruttivi tracker e pannelli FV: Pianta, prospetti e sezione".

5.3 QUADRI DI STRINGA

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

Disponibile in modelli con numero di ingressi variabile e con una tensione massima DC di 1500 V, è stato ipotizzato il quadro di stringa prodotto da INGETEAM, gli INGECON SUN serie M. 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. La scelta tecnica può chiaramente essere ridefinita in fase di progettazione esecutiva essendo funzione di numerose considerazioni tecniche da effettuare quale: numero massimo di input fisici del quadro di stringa, corrente massima tollerata dal quadro di stringa, corrente di lavoro della stringa, ecc.

I quadri della serie INGECON SUN sono comunque 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 Figura 12 e Figura 13.

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



Figura 12. Quadro di stringa INGECON SUN a 1500V

Brand/Modello	INGETEAM/INGECON SUN
N. max di stringhe in input FV	9
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

Figura 13. Datasheet quadro di stringa INGECON SUN M

5.4 CABLAGGIO DC INTERNO

I calcoli effettuati sono specificati nella relazione "FV.MNR03.PD.H.05 – Relazione di calcolo preliminare sugli 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.

I cavi di collegamento in corrente continua saranno del tipo:

- 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.

Nel seguito si riporta un diagramma in cui si chiarisce quanto sopra descritto:



Le caratteristiche dei cavi solari sono di seguito riportate:

- Conduttore: Rame stagnato ricotto, classe 5;
- Isolante e Guaina esterna: miscela LSOH (Low Smoke Zero Halogen) di gomma reticolata speciale.
- Colore anime: neutro;
- Colore guaina: blu, rosso, nero.

I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno opportunamente fissati alla struttura, e comunque canalizzati in modo da essere a vista. Discorso analogo vale per il collegamento tra tali cavi e i quadri di stringa.

Il datasheet e le specifiche tecniche del cavo sono riportati nella tabella in Figura 14. Caratteristiche elettriche cavo solare "H1Z272-K".



<i>Tensione nominale U₀</i>	1000V(AC) 1500V(DC)	<i>Nominal voltage U₀</i>
<i>Tensione nominale U</i>	1000V(AC) 1500V(DC)	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Tensione di prova</i>	6500 V AC	<i>Test voltage</i>
<i>Tensione massima U_m</i>	1200V(AC) 1800V(DC Anche verso Terra)	<i>Maximun voltage U_m</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	+90°C +120°C sul conduttore	<i>Maximun operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito</i>	+250°C/5s	<i>Maximun short circuit temperature</i>
<i>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</i>	-40°C	<i>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	-40°C to +90°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

Figura 14. Caratteristiche elettriche cavo solare "H1Z272-K"

Le caratteristiche dei cavi BT sono di seguito riportate:

- Conduttore: Rame rosso ricotto, classe 5;
- Isolamento in HEPR di qualità G16;
- Colore anime: unipolare: neutro; bipolare: blu-marrone; tripolare: marrone-nero-grigio o G/V-blu-marrone; quadripolare: blu-marrone-nero-grigio (o G/V al posto del blu); Pentapolare: G/V-blu-marrone-nero-grigio (senza G/V 2 neri); multipli per segnalazioni: neri numerati;
- Colore guaina: grigio chiaro RAL7035.

Tali cavi sono stati impiegati poiché adatti per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale; inoltre ammettono la posa interrata anche se non protetta. Essi sono impiegati per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari.

Il datasheet e le specifiche tecniche del cavo sono riportati nella in tabella Figura 15. 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 U_m</i>	1200V(AC) 1800V(DC)	<i>Maximun voltage U_m</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>

Figura 15. Caratteristiche elettriche cavo BT "FG16R16"

5.5 POWER STATION

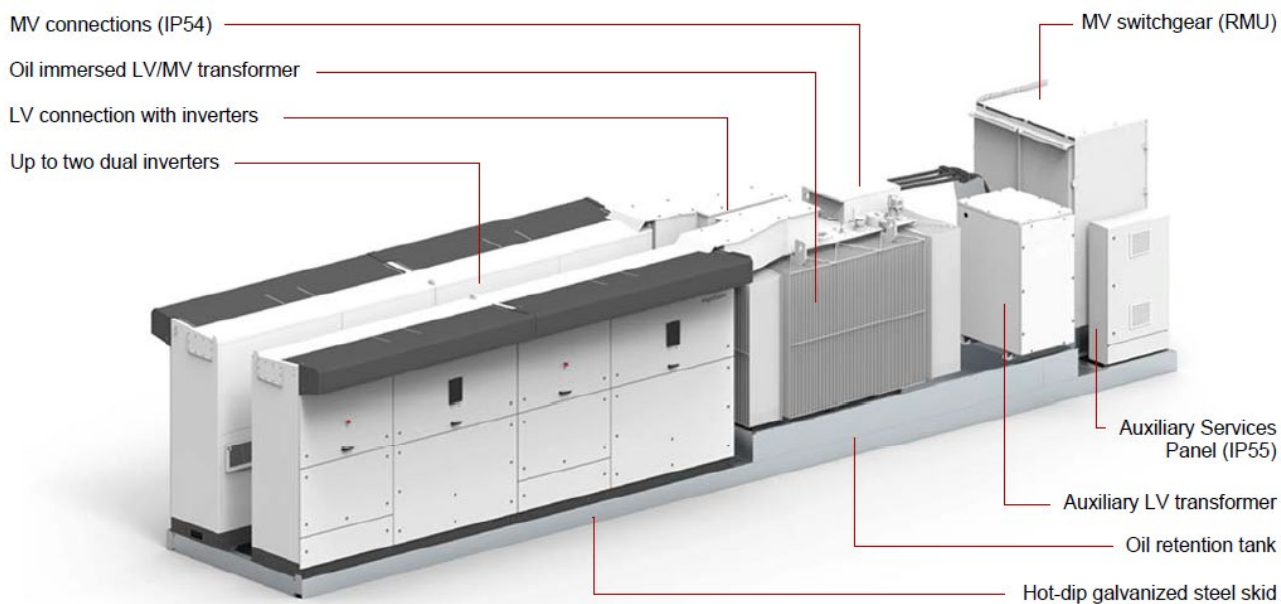
Lo scopo delle Power Station è quello di fornire una struttura integrata, di facile installazione e manutenzione, con il vantaggio ulteriore di un minore ingombro spaziale. Ospitando al suo interno gli inverter ed il trasformatore, riesce ad assolvere più funzioni: effettuare la conversione DC/AC alla frequenza costante di 50 Hz ed innalzare la tensione in uscita dagli inverter alla tensione 36 kV, per consentire il trasporto dell'energia alla cabina di raccolta ed alla sottostazione d'utente.

Le soluzioni commerciali ipotizzate in questa fase progettuale sono quelle prodotte da INGETEAM, della serie INGECON SUN FSK B, come è possibile vedere nella Figura 16. Nulla toglie che in una fase più avanzata della progettazione tale scelta commerciale possa essere ridefinita.

La Power Station è un'unità di conversione di potenza completamente esterna progettata per impianti fotovoltaici su ampia scala. Tutti i componenti, compresi gli inverter, sono integrati sul telaio di base in acciaio zincato a caldo, completamente cablati e testati in fabbrica, mentre il trasformatore MV viene fornito pre-assemblato per una connessione veloce in loco.

Tali strutture sono fornite commercialmente in assetti da quattro slot inverter a due slot inverter, a seconda dell'esigenza richiesta dal progetto.

Si vuole sottolineare che 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.



INGECON SUN FSK B Series Inverter Station



Figura 16. Power Station serie INGECON SUN FSK B



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	40 di 54

	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 - 2,027 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPPT ⁽²⁾	643 - 1,300 V	768 - 1,300 V	821 - 1,300 V	852 - 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%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	C5H				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h				
Average air flow	4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. 2019-04, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 3.0), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				
<p>Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mppt,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1). Without overmodulation, the V_{mppt,min} value is increased of approximately 2% ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out} > 25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.</p>					

Figura 17. Datasheet dei possibili inverter da utilizzare – Parte 1

E-WAY 2 S.R.L. si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzati.



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	41 di 54

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	894 - 1,300 V	907 - 1,300 V	921 - 1,300 V	949 - 1,300 V	977 - 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	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 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	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 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	640 V IT System	650 V IT System	670 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%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	C5H				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h				
Average air flow	4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna AG8, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 3.0), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Penuan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				
Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V _{mpp,min} is for rated conditions (V _{ac} =1 p.u. and Power Factor=1). Without overmodulation, the V _{mpp,min} value is increased of approximately 2%. ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'V _{oc} ' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁽⁶⁾ For P _{out} > 25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.					

Figura 18. Datasheet dei possibili inverter da utilizzare – Parte 2

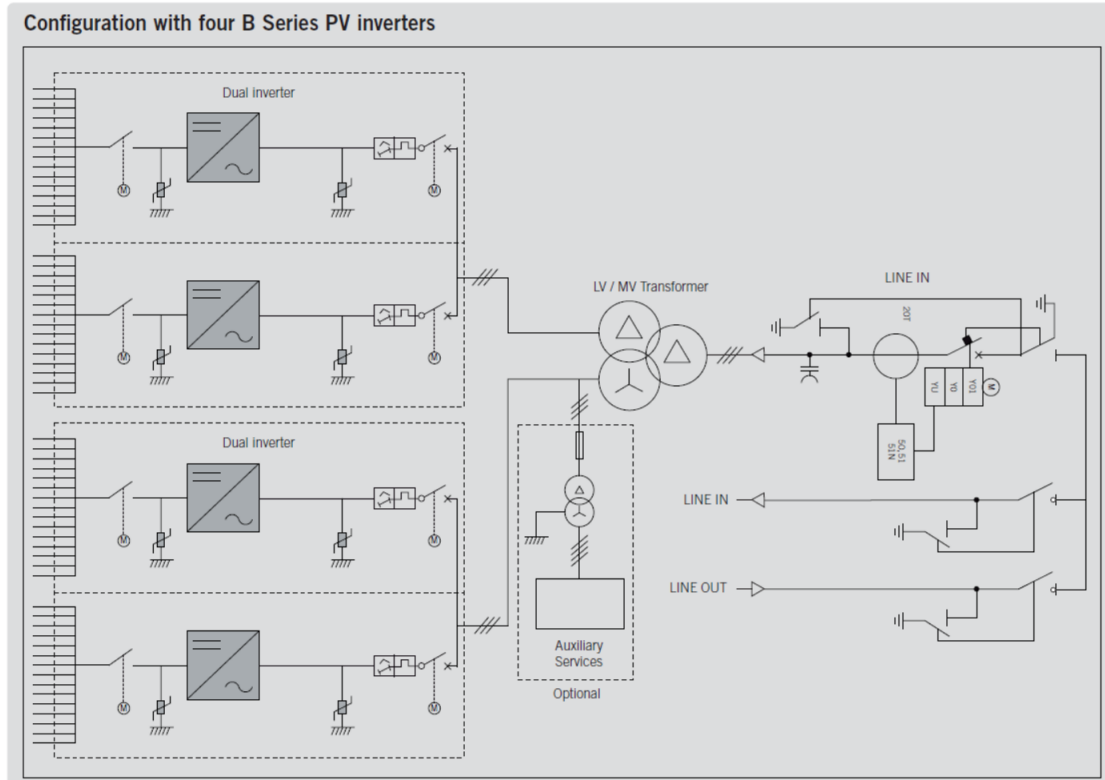


Figura 19. Datasheet della Power Station serie INGECON SUN FSK B

5.6 CAVIDOTTO MT 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;
- 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 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;

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	43 di 54

- 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.

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

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 mescola estrusa;
- Isolante in mescola di polietilene reticolato;
- Semiconduttore esterno a mescola estrusa;
- Rivestimento protettivo realizzato con nastro semiconduttore igroespandente;
- Schermo a nastro in alluminio avvolto a cilindro longitudinale ($R_{\max} = 3 \Omega/\text{km}$);
- Guaina in polietilene, colore rosso.



Figura 20. Cavo unipolare ARE4H5E 18/30 kV

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 cinque zone elettricamente indipendenti, ognuna con un proprio arrivo nella cabina di raccolta:

- **Zona A:** PS1-PS2-PS3;
- **Zona B:** PS8;
- **Zona C:** PS9;
- **Zona D:** PS4-PS7;
- **Zona E:** PS5-PS6.

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.

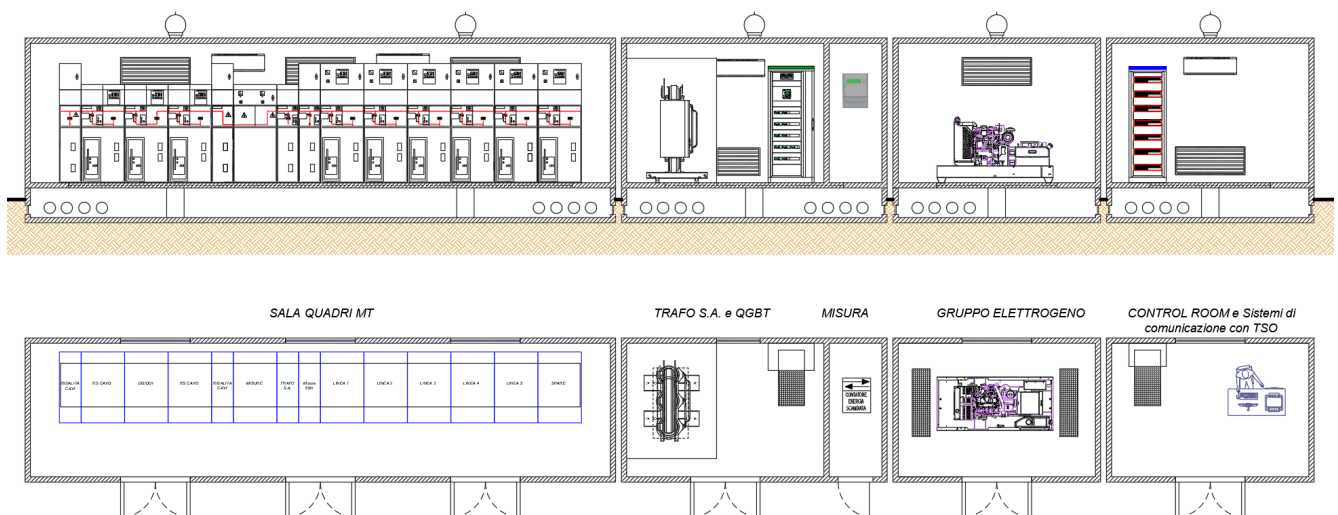


Figura 21 Layout della CR (pianta e sezione)

5.7.1 Sala quadri MT

Il locale conterrà il quadro MT, così composto:

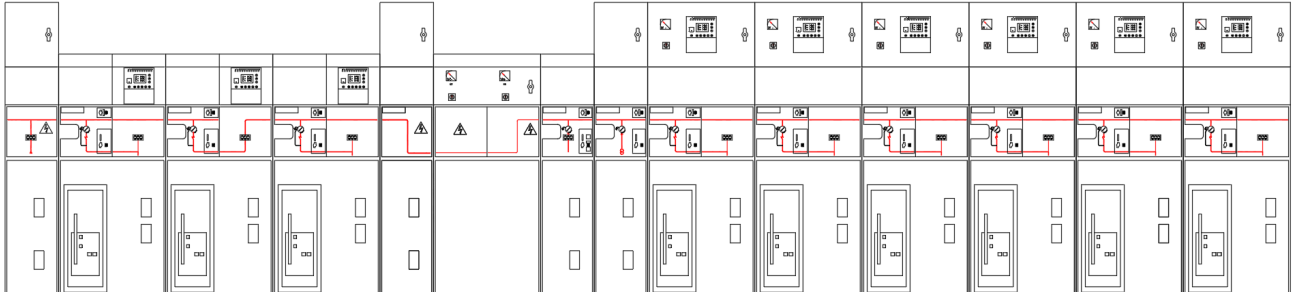


Figura 22 Quadri MT (tipologico)

- 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;
- 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°5 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 |

5.7.2 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**).

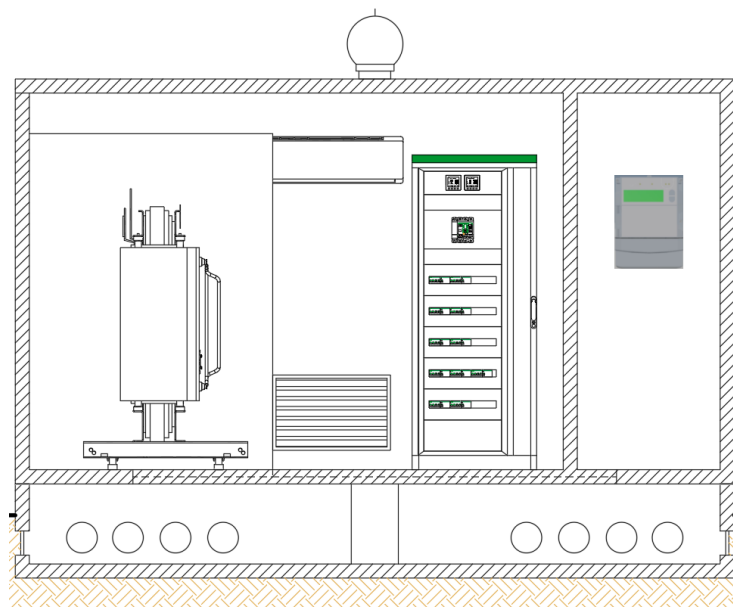


Figura 23 Locale trasformatore S.A. e locale misura

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:

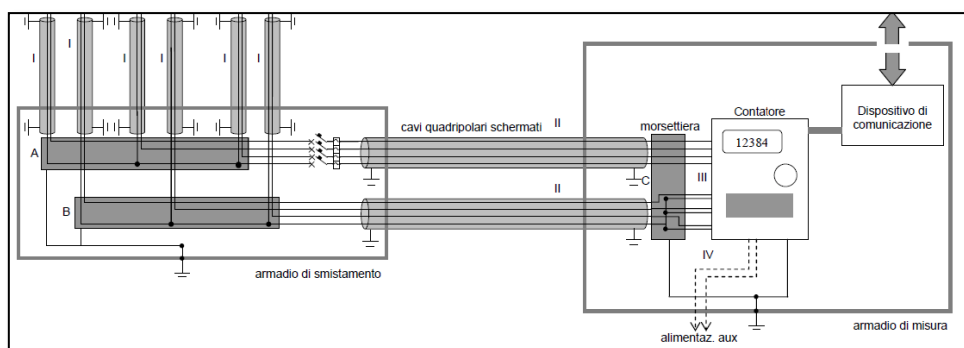


Figura 24 Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata

5.7.3 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.

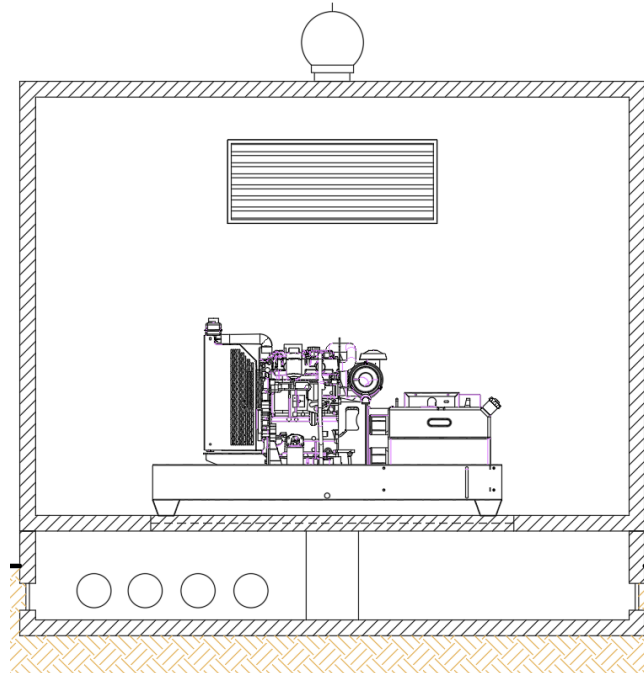


Figura 25 Locale GE

5.7.4 Control Room e sistemi di comunicazione con TSO

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 parco fotovoltaico;
- 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 anemometrici sul parco fotovoltaico. I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio *SCADA* e contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto fotovoltaico.

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.

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	48 di 54

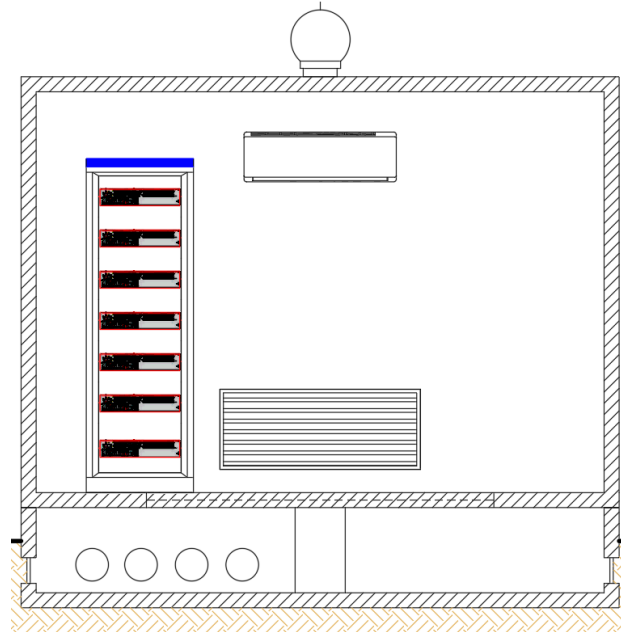


Figura 26 Control ROOM

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.

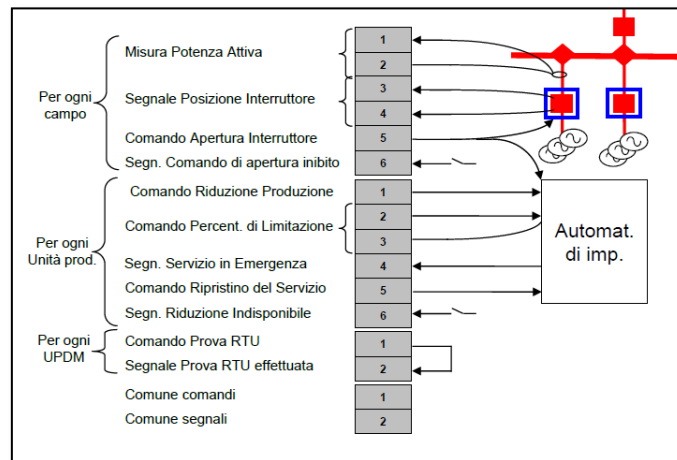


Figura 27 Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico

6 OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

6.1 CAVIDOTTO MT ESTERNO

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 di smistamento della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra da collegare in entra-esce sulla linea 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

Il cavidotto MT attraversa il comune di Monreale in provincia di Palermo, a partire dalla cabina di raccolta, è stato definito il tracciato di connessione fino alla SE satellite 220/36 kV, la viabilità interessata da questa dorsale coinvolge strade comunali e sterrate, come è possibile vedere in Figura 22.

Per la morfologia della tratta sono previste due tipologie di posa:

- Direttamente interrato (strada asfaltata – strada sterrata) per complessivi 12,0 Km;
- In tubo interrato (T.O.C. – attraversamento sub-alveo) per complessivi 1,0 Km.



Figura 28. Cavidotto di collegamento alla SE su ortofoto



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	50 di 54

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

Al di sopra di tale strato si poseranno quindi i conduttori a media tensione (una terna di cavi MT). 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, degli elementi di resina per protezione dei cavi, 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 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 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.MNR03.PD.H.05 – Relazione di calcolo preliminare degli impianti" è stato possibile concludere che la sezione scelta è sufficiente per garantire una caduta di tensione inferiore al 5% ed una potenza dissipata inferiore al 2%.

Per il collegamento elettrico alla SE si prevede l'utilizzo di due terne trifase disposte a trifoglio del cavo ARE4H5E – 18/30 kV con sezione conduttore di 400 mm².

Di seguito sono riportate le caratteristiche costruttive del cavo ARE4H5E – 18/30 kV:

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

Tabella 4: Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 18/30 kV

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:

- 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 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 attenuazioni eccessive provocate dallo stress meccanico. Nel caso che il cavo subisca degli sforzi di taglio

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	53 di 54

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.



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI
TECNICI**

CODICE	FV.MNR03.PD.A.13
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	08/2023
PAGINA	54 di 54

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.

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.