

REGIONE SARDEGNA  
**COMUNE DI CODRONGIANOS**  
PROVINCIA DI SASSARI

**PROGETTO DEFINITIVO**

**PER LA REALIZZAZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO A TERRA DELLA POTENZA DI PICCO (DC) PARI A 39,99 MWp CON SISTEMA DI ACCUMULO, CON CONNESSIONE ALLA RETE TERNA PER UNA POTENZA (AC) PARI A 30,8 MW**



Proponente: **SOLAR TORRES SRL**

VIA BORBOGNA, 8 - 20122 MILANO (MI)

**TAVOLA:**

**D1.R03**

**ELABORATO:**

**RELAZIONE TECNICA E CALCOLI  
PRELIMINARI IMPIANTO**

DATA STESURA  
**SETTEMBRE 2023**

AGGIORNAMENTO

SCALA  
**n. a.**

PROPONENTE



**SOLAR TORRES s.r.l.**

Via Borgogna, 8  
20122 Milano (MI)  
PEC: solartorres@legalmail.it  
P.IVA 10670410967



PROGETTAZIONE



**MARE s.r.l.s.**

Ing. Enrico Gadaleta  
Via Galluzzi 5  
70044 Polignano a Mare (BA)  
Tel. 3382263891  
P.IVA 08324050726



## *Sommario*

1	PREMESSA .....	3
2	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO .....	5
2.1	Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto .....	5
2.2	Struttura e layout dell'impianto.....	6
2.3	I moduli fotovoltaici.....	9
2.4	Distanza dal suolo .....	11
2.5	Distanza tra le file.....	11
2.6	Albedo .....	11
2.7	Gruppi conversione CC/AC e trasformazione BT/AT con relativo storage .....	12
2.8	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici .....	12
2.9	Collegamenti elettrici e cablaggi.....	13
2.10	Messa a terra .....	14
2.11	Messa a terra dei fabbricati interni all'impianto agrivoltaico.....	14
3	DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTI INTERNI TRA LE CABINE 16	
3.1	Generalità .....	16
3.2	Schema dei collegamenti (schema a blocchi).....	16
3.3	Caratteristiche tecniche dei cavidotti .....	17
3.4	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e pre-dimensionamento dei cavidotti.....	18
4	DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO .....	22
4.1	Generalità.....	22
4.2	Descrizione del tracciato del cavidotto.....	22
4.3	Trivellazione Orizzontale Teleguidata (TOC).....	22
4.3.1	Allargamento del foro pilota .....	23
4.3.2	Posa in opera del tubo camicia.....	24
4.4	Caratteristiche tecniche della linea .....	25
4.5	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e dimensionamento dei cavidotti 25	

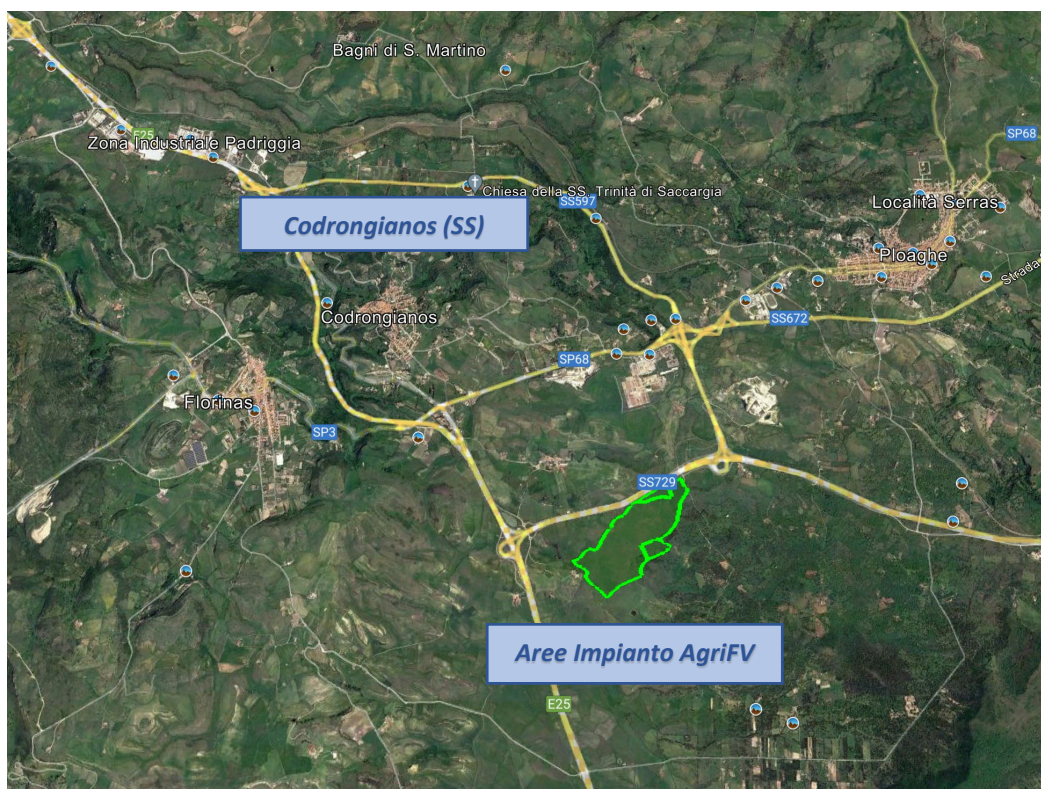
## 1 PREMESSA

Il progetto di cui la presente relazione è parte integrante, ha come scopo la realizzazione di un impianto per la produzione di Energia Elettrica da fonte Solare Fotovoltaica e delle relative opere di connessione alla Rete Nazionale, costituite da un cavidotto AT a 36 kV. Come da STMG, l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione a 380/220/150/36 kV della RTN.

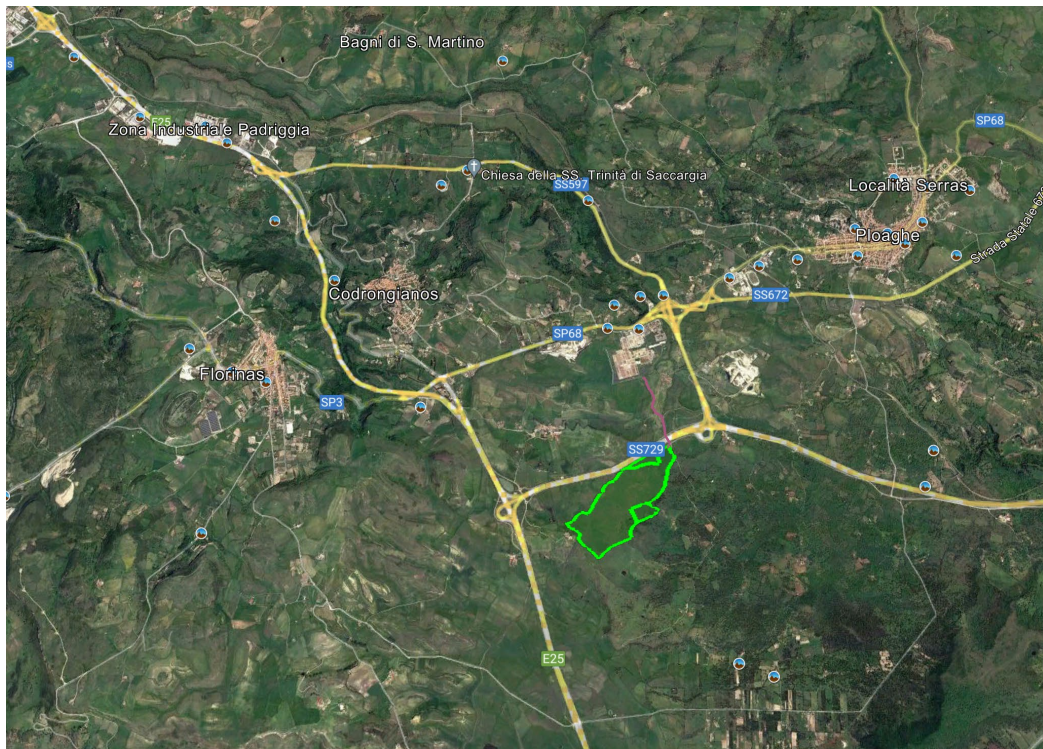
L'impianto sarà denominato "**AgriCodrongianos**" ed avrà una potenza di picco di 39,99 MWp e in immissione di 30,80 MWac integrato da un sistema di accumulo sul lato dc. L'impianto sarà ubicato nel Comune di Codrongianos (SS), Sardegna.

L'impianto in progetto si sviluppa su un'area, ed è ubicato nel comune di Codrongianos (Sassari) risultando distante di circa 2,8 km.

L'impianto avrà complessivamente una estensione totale di circa 58 ha.



***Inquadramento territoriale generale***



***Inquadramento territoriale aree Impianto Fotovoltaico – Orto-foto***



***Inquadramento territoriale punto di connessione – Orto-foto***

## 2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture monoassiali chiamate tracker. L'impianto sarà connesso alla *Rete Nazionale* e prevede la totale cessione dell'energia prodotta alla Società Terna S.p.A.

I componenti principali dell'impianto agrivoltaico sono:

L'impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- ☉ potenza installata lato DC: 39,99 MWp;
- ☉ potenza dei singoli moduli: 625 Wp;
- ☉ n. 8 blocchi di cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica e di storage sul lato DC;
- ☉ n. 2 cabina di raccolta e controllo AT
- ☉ n. 8 magazzini;

sarà inoltre costituito inoltre da:

- ☉ rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;
- ☉ rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento sia in entra-esce che ad anello tra le cabine di trasformazione fino alla cabina di raccolta;
- ☉ rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto agrivoltaico.

Lo scopo della presente relazione, è il predimensionamento della Rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento tra le cabine di trasformazione fino alla Cabina di Raccolta (MTR) e del Cavidotto esterno di Vettoriamento 36 kV tra la Cabina di Raccolta e la nuova sottostazione elettrica a 36 kV.

### 2.1 Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto

Come detto l'impianto agrivoltaico, denominato "**AgriCodrongianos**", avrà una potenza di picco di 39,99 MWp e in immissione di 30,8 MWac e sarà connesso alla RTN per mezzo di una nuova sottostazione elettrica di elevazione AT a 36 kV.

Le sue componenti principali saranno:

- 1) Il Generatore Fotovoltaico;
  - 2) Le strutture di supporto dei moduli chiamati tracker;
  - 3) Le cabine elettriche di campo e le batterie;
  - 4) I depositi;
  - 5) Il gruppo conversione / trasformazione e di stoccaggio dell'energia;
  - 6) I cavidotti BT ed AT;
-

Da un punto di vista elettrico, i moduli fotovoltaici (63.984), saranno collegati tra loro in serie a formare le **stringhe**. Per “**stringa fotovoltaica**” s’intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla singola stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un certo numero di stringhe afferirà dapprima ad un Quadro di Campo (*string-box*) (lato **DC**) e poi ad un Inverter centralizzato alloggiato all’interno di apposito locale tecnico. Sul lato **DC** verranno collegati in parallelo anche un inverter storage con le relative batteria. A sua volta un certo numero di inverter formerà un **sottocampo elettrico**. Per “**sotto-campo fotovoltaico**” o “**area**” si intende un insieme di inverter che collegati tra loro (configurazione a stella o ad anello) afferiscono ad una Cabina di Raccolta (MTR). L’energia totale afferente alla Cabina di Raccolta, e quindi l’energia totale erogata dall’impianto agrivoltaico, sarà data dalla somma dell’energia raccolta da ciascun Inverter.

I sottocampi elettrici, sono elettricamente indipendenti tra loro,

Sul lato in corrente continua (DC) di ciascun inverter verrà collegato in parallelo un certo numero di stringhe; le uscite in corrente alternata (AC) di tali inverter, a loro volta, verranno poste in parallelo tra loro all’interno di un quadro principale in corrente alternata (QP) situato anch’esso all’interno di dedicati locali tecnici di campo (cabine di campo AT/BT); all’interno di tali quadri QP saranno alloggiati interruttori quadripolari magnetotermici differenziali al fine di proteggere le linee relative ai sotto-campi da sovracorrenti, cortocircuiti e/o perdite di isolamento.

## 2.2 Struttura e layout dell’impianto

In sintesi l’impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- ④ potenza installata lato DC: 39,99 MWp;
  - ④ potenza dei singoli moduli: 625 Wp;
  - ④ n. 8 blocchi di cabine di conversione e trasformazione dell’energia elettrica e di storage sul lato DC;
  - ④ n. 2 cabina di raccolta e controllo AT
-

La tabella che segue, riassume la struttura ed il layout d'impianto; a seguire il dettaglio su ogni inverter

INVERTER 1						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	82	246	5.904	3.690.000
Tracker 60	2,5	60	18	45	1.080	675.000
Tracker 48	2	48	10	20	480	300.000
Tracker 24	1	24	22	22	528	330.000
<b>Totale</b>				<b>333</b>	<b>7.992</b>	<b>4.995.000</b>
INVERTER 2						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	93	279	6.696	4.185.000
Tracker 60	2,5	60	10	25	600	375.000
Tracker 48	2	48	8	16	384	240.000
Tracker 24	1	24	14	14	336	210.000
<b>Totale</b>				<b>334</b>	<b>8.016</b>	<b>5.010.000</b>
INVERTER 3						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	83	249	5.976	3.735.000
Tracker 60	2,5	60	8	20	480	300.000
Tracker 48	2	48	10	20	480	300.000
Tracker 24	1	24	40	40	960	600.000
<b>Totale</b>				<b>329</b>	<b>7.896</b>	<b>4.935.000</b>
INVERTER 4						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	98	294	7.056	4.410.000
Tracker 60	2,5	60	4	10	240	150.000
Tracker 48	2	48	3	6	144	90.000
Tracker 24	1	24	22	22	528	330.000
<b>Totale</b>				<b>332</b>	<b>7.968</b>	<b>4.980.000</b>
INVERTER 5						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	91	273	6.552	4.095.000
Tracker 60	2,5	60	6	15	360	225.000
Tracker 48	2	48	12	24	576	360.000
Tracker 24	1	24	20	20	480	300.000
<b>Totale</b>				<b>332</b>	<b>7.968</b>	<b>4.980.000</b>

INVERTER 6						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	85	255	6.120	3.825.000
Tracker 60	2,5	60	16	40	960	600.000
Tracker 48	2	48	15	30	720	450.000
Tracker 24	1	24	11	11	264	165.000
<b>Totale</b>				<b>336</b>	<b>8.064</b>	<b>5.040.000</b>

INVERTER 7						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	81	243	5.832	3.645.000
Tracker 60	2,5	60	16	40	960	600.000
Tracker 48	2	48	14	28	672	420.000
Tracker 24	1	24	21	21	504	315.000
<b>Totale</b>				<b>332</b>	<b>7.968</b>	<b>4.980.000</b>

INVERTER 8						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	60	180	4.320	2.700.000
Tracker 60	2,5	60	16	40	960	600.000
Tracker 48	2	48	31	62	1.488	930.000
Tracker 24	1	24	56	56	1.344	840.000
<b>Totale</b>				<b>338</b>	<b>8.112</b>	<b>5.070.000</b>

TOTALE						
Tipo Tracker	N° Strings	N° Pannelli	Quantità	N° stringhe	N° pannelli	Potenza (kWp)
Tracker 72	3	72	673	2.019	48.456	30.285.000
Tracker 60	2,5	60	94	235	5.640	3.525.000
Tracker 48	2	48	103	206	4.944	3.090.000
Tracker 24	1	24	206	206	4.944	3.090.000
<b>Totale</b>				<b>2666</b>	<b>63.984</b>	<b>39.990.000</b>



### 2.3 I moduli fotovoltaici

Il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici del tipo mono-cristallino aventi potenza nominale alle **STC (Standard Test Condition)** pari a 625 Wp; avranno dimensioni pari a 2.465 x 1.134 mm.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei moduli scelti.

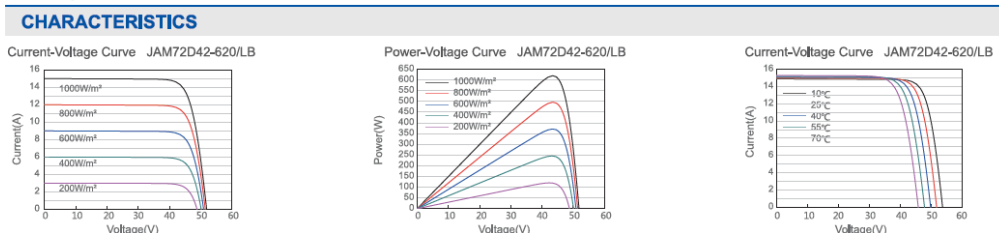
MECHANICAL DIAGRAMS	SPECIFICATIONS																				
<p>Units: mm 10:1</p> <p>Short frame Long frame</p> <p>Remark: customized frame color and cable length available upon request</p>	<table border="1"> <tr><td>Cell</td><td>Mono-16BB</td></tr> <tr><td>Weight</td><td>34.6kg</td></tr> <tr><td>Dimensions</td><td>2465±2mm×1134±2mm×35±1mm</td></tr> <tr><td>Cable Cross Section Size</td><td>4mm<sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)</td></tr> <tr><td>No. of cells</td><td>144(6×24)</td></tr> <tr><td>Junction Box</td><td>IP68, 3 diodes</td></tr> <tr><td>Connector</td><td>QC 4, 10-35I/ MC4-EVO2A</td></tr> <tr><td>Cable Length</td><td>Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)</td></tr> <tr><td>Front Glass/Back Glass</td><td>2.0mm/2.0mm</td></tr> <tr><td>Packaging Configuration</td><td>31 pcs/Pallet, 496 pcs/40HQ Container</td></tr> </table>	Cell	Mono-16BB	Weight	34.6kg	Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm	Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)	No. of cells	144(6×24)	Junction Box	IP68, 3 diodes	Connector	QC 4, 10-35I/ MC4-EVO2A	Cable Length	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)	Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm	Packaging Configuration	31 pcs/Pallet, 496 pcs/40HQ Container
Cell	Mono-16BB																				
Weight	34.6kg																				
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm																				
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)																				
No. of cells	144(6×24)																				
Junction Box	IP68, 3 diodes																				
Connector	QC 4, 10-35I/ MC4-EVO2A																				
Cable Length	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)																				
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm																				
Packaging Configuration	31 pcs/Pallet, 496 pcs/40HQ Container																				

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.27	51.47	51.67	51.86	52.05	52.24
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.91	43.11	43.31	43.51	43.71	43.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.83	14.88	14.93	14.98	15.03	15.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	14.10	14.15	14.20	14.25	14.30	14.35
Module Efficiency [%]	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4	22.5
Power Tolerance				0→±5W		
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )				+0.046%/°C		
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )				-0.260%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )				-0.300%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

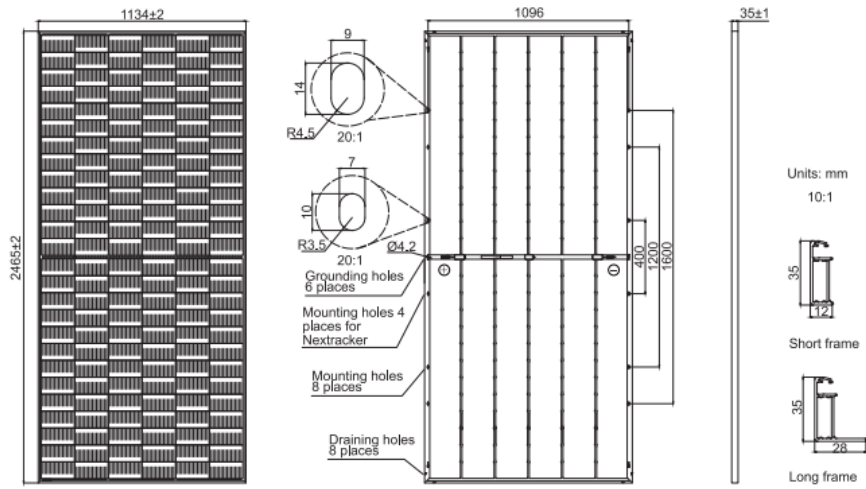
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO						OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB	
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680	Maximum System Voltage 1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.27	51.47	51.67	51.86	52.05	52.24	Operating Temperature -40°C→+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.91	43.11	43.31	43.51	43.71	43.90	Maximum Series Fuse Rating 30A
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.01	16.07	16.12	16.18	16.23	16.29	Maximum Static Load, Front* 5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> ) Maximum Static Load, Back* 2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(Imp) [A]	15.23	15.28	15.34	15.39	15.44	15.50	NOCT 45±2°C
Irradiation Ratio (rear/front)	10%						Bifaciality** 80%±10%
							Fire Performance UL Type 29

\*For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.  
\*\*Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front



**Principali caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

***Principali caratteristiche dimensionale e meccaniche dei moduli fotovoltaici***

## 2.4 Distanza dal suolo

La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 40 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza, come indicato nella figura che segue.

## 2.5 Distanza tra le file

Un aumento della distanza ("*pitch*") tra le file di pannelli favorisce una maggiore captazione dell'energia riflessa. Nel progetto in esame, il pitch è stato fissato a 5,2 m per permettere anche un buon spazio per l'utilizzo delle aree tra file per l'attività agricola.

## 2.6 Albedo

L'**albedo** (dal latino albēdo, "bianchezza", da albus, "bianco") di una superficie è la frazione di luce o, più in generale, di radiazione solare incidente che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie. Nella Tabella a seguire è riportato l'albedo di alcune delle superfici più comuni.

Superficie	Indice
Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio)	0,75
Superfici acquose	0,07
Suolo (creta, marne)	0,14
Strade sterrate	0,04
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Bosco in autunno / campi con raccolti maturi e piante	0,26
Asfalto invecchiato	0,10
Calcestruzzo Invecchiato	0,22
Foglie morte	0,30
Erba secca	0,20
Erba verde	0,26
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Pietrisco	0,20
Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernice scure)	0,27
Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare)	0,60

## 2.7 Gruppi conversione CC/AC e trasformazione BT/AT con relativo storage

Il gruppo conversione/trasformazione/batteria, sarà costituito da 1 Inverter (convertitore statico) e da un trasformatore di potenza, da un inverter più batterie per la parte immagazzinamento.

L'inverter è un dispositivo elettronico in grado di convertire le grandezze elettriche come tensione e corrente, in valore e/o forma. Tali inverter, con elevato fattore di rendimento, sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V (funzione MPPT Maximum Power Point Tracking) e di costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), avente ampiezza e frequenza costanti nel tempo, in modo da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme. Gli inverter saranno installati all'interno di Cabine prefabbricate in posizione quanto più baricentrica rispetto al sotto campo a cui sono asserviti.

L'energia prodotta dall'Impianto agrivoltaico verrà quindi, trasformata (conversione C.C /C.A). Il suo livello di Tensione però non è adeguato per l'immissione in rete per cui sarà necessaria una ulteriore trasformazione per portarla a, nel caso del progetto in esame, a 36 kV.

La trasformazione avviene a mezzo di un Trasformatore AT/BT, parte integrante del gruppo conversione/trasformazione che sarà alloggiato all'interno Cabine elettriche di Campo.

## 2.8 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Il progetto del presente impianto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici montati su struttura monoasse, tracker. Nella struttura i moduli fotovoltaici sono fissati ad un telaio in acciaio, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un palo, anch'esso in acciaio, da infiggere direttamente nel terreno o secondo i calcoli strutturali. L'infissione sarà eseguita a mezzo di battipalo (o con l'utilizzo di pre-foro o in casi specifici di fondazione in cemento). La profondità standard di infissione è di 2 m. Tuttavia, in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive (come l'utilizzo di pali più profondi o cemento su alcuni pali). Questa tipologia di struttura faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, riducendo drasticamente le modifiche subite dal suolo. È importante evidenziare che le altezze minime e massime della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici potranno essere rispettivamente 800 mm e 3.500 mm (con variazioni di 100 mm a seconda della caratteristica del terreno).

---

I moduli saranno montati in posizione orizzontale su una fila, in numero tale da formare quattro tipologie di strutture:

- Tracker da 72 moduli, 3 stringhe in serie;
- Tracker da 60 moduli, 2,5 stringhe in serie;
- Tracker da 48 moduli, 2 stringhe in serie;
- Tracker da 24 moduli, 1 stringhe in serie.

## 2.9 Collegamenti elettrici e cablaggi

All'interno dell'impianto agrivoltaico sono previste le seguenti connessioni:

### 1. connessioni in corrente continua:

- a. connessione fra i moduli fotovoltaici per la realizzazione delle stringhe;
- b. connessioni fra le stringhe e gli inverter.

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno degli stessi, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato. Tali cavi sono del tipo Radox con sezione di 6 mm<sup>2</sup> in modo da diminuire al minimo le perdite.

### 2. connessioni in corrente alternata (bassa tensione)

- a. connessioni fra gli inverter ed i quadri di parallelo (QP) all'interno delle cabine di conversione;

I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP) saranno in alluminio (dimensionati in modo da supportare le correnti previste (dipendenti dal tipo di modulo) nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI20-13, CEI20-22 II e CEI20-37 I. Marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 24 kV); tali cavi saranno direttamente interrati e del tipo ARG7OR Quadripolari – 0,6/1 kV.

### 3. connessioni in corrente alternata (bassa/media tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **RG7H1R 25/45 kV**, sono quelli relativi:

- a. ai 2 circuiti che collegano le 8 cabine di trasformazione AT/BT previste presso l'impianto agrivoltaico fino alla "cabina di raccolta";

**b.** al circuito in AT a 36 kV che collega la “cabina di raccolta” e la “cabina di ricezione”. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica, l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- Conduttore di fase punti luce: grigio.
- Conduttore di fase prese luce: marrone.
- Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-'.

### **2.10 Messa a terra**

Il collegamento al nodo equipotenziale di terra dei moduli e della struttura di sostegno avverrà secondo la normativa vigente, mediante conduttore di sezione e marchiatura già specificata ai paragrafi precedenti. In particolare, la linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra solamente tramite gli scaricatori di sovratensione per scariche d'origine atmosferica con indicazione ottica di fuori servizio e tasto 'test'.

Per quanto concerne i telai dei moduli e la struttura di sostegno, se la resistenza di terra fra la massa estranea (telai moduli) e la terra ( $\rho$ ) è maggiore di 1.000 Ohm il collegamento a terra è vietato, altrimenti ( $\rho < 1000$  Ohm) il collegamento a terra è obbligatorio (CEI 64-8) ed essi dovranno essere collegati elettricamente dal conduttore unipolare di sezione a norma di legge al nodo equipotenziale esistente.

### **2.11 Messa a terra dei fabbricati interni all'impianto agrivoltaico**

Per quanto riguarda la rete di terra della Cabina di Raccolta (MTR) e delle Cabine di Trasformazione, si ritengono valide tutte le considerazioni precedentemente esposte con riferimento alla SSE ed al parco agrivoltaico.

In particolare:

La realizzazione dell'impianto di terra dei fabbricati CdS e Cabine di Trasformazione consisterà nelle seguenti attività:

- Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
  - Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i
  - collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
-

- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
  - o **50 mm<sup>2</sup>** per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
  - o **70 mm<sup>2</sup>** per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
  - o **anello perimetrale** di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mm<sup>2</sup> a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a: LP = 65 m
  - o **n. 4 dispersori puntuali a picchetto** in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente

distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestingente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC.

Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

---

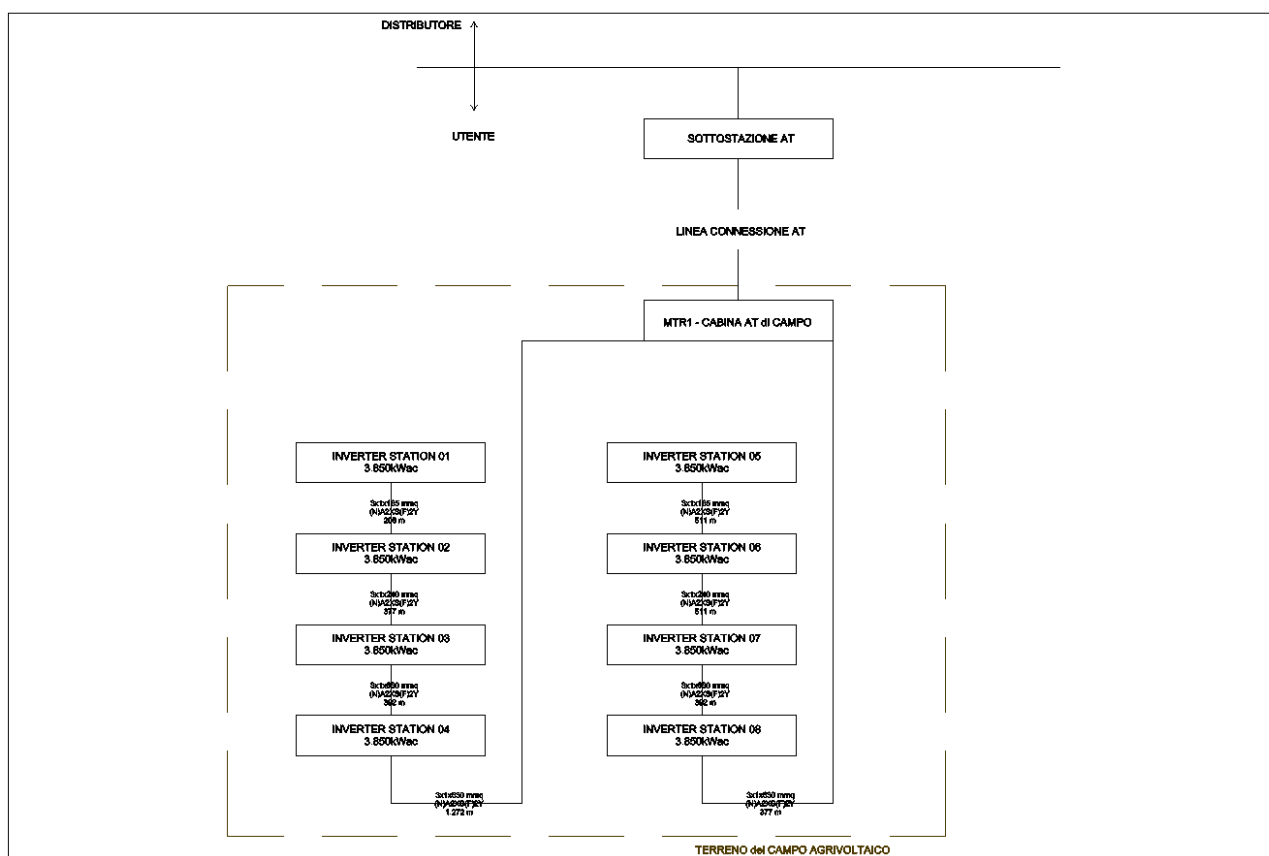
### 3 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTI INTERNI TRA LE CABINE

#### 3.1 Generalità

Le *Cabine Elettriche di Campo (CdC)* raccolgono l'energia prodotta, in Bassa Tensione e corrente continua, dai moduli fotovoltaici. All'interno delle stesse Cabine avviene dapprima la conversione in corrente alternata e subito dopo l'innalzamento della tensione sino a 36 kV. Le Cabine sono collegate tra loro in entra-esce ma anche a formare degli "anelli" o sottocampi elettrici. Questa rete di collegamenti costituisce ciò che abbiamo definito rete interna a 36 kV.

#### 3.2 Schema dei collegamenti (schema a blocchi)

Di seguito di riporta lo schema di configurazione a blocchi dell'Impianto agrivoltaico



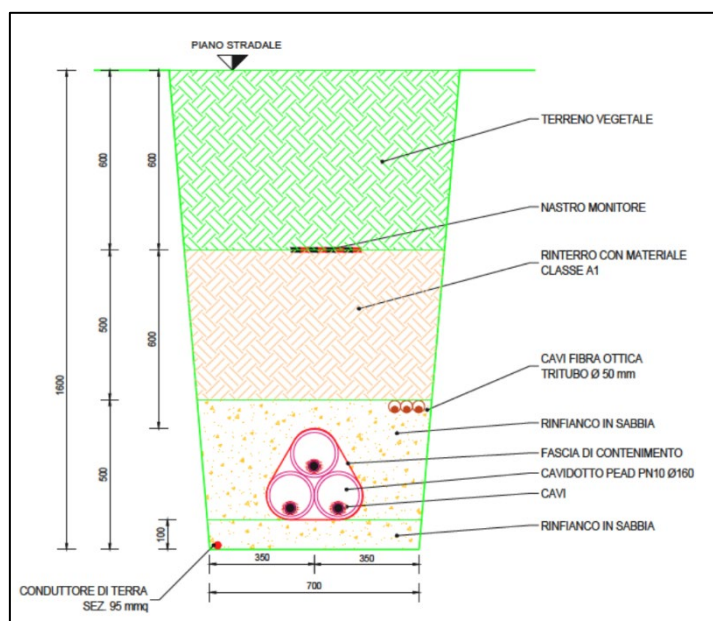
*Schema a blocchi di interconnessione*



### 3.3 Caratteristiche tecniche dei cavidotti

In questa fase di predimensionamento, si è scelto di impiegare terne di cavi in alluminio disposti a trifoglio, tipo **RG7H1R 26/45 kV**. Ciò non esclude la possibilità di utilizzare in fase esecutiva, altra tipologia di cavo, qualora quella scelta non fosse disponibile su mercato.

In fase di installazione è prevista la posa all'interno dello scavo, di uno strato di sabbia di spessore pari a 30 cm, tegolino di protezione (nel caso sia necessario) e nastro segnalatore.



*Tipico per cavidotto AT – trina di cavi*

#### Descrizione del cavo

##### Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso

##### Semiconduttivo interno

Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione  $\geq 6/10$  kV)

##### Isolante

Mescola di gomma ad alto modulo G7

##### Semiconduttivo esterno

Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione  $\geq 6/10$  kV)  
pelabile a freddo

##### Schermatura

A filo di rame rosso

##### Guaina

PVC, di qualità Rz, colore rosso

*Principali caratteristiche cavidotto AT*

In alternativa, in fase esecutiva, si potrà optare per l'utilizzo di cavi "Air-Bag", dotati cioè di fabbrica di protezione meccanica contro lo schiacciamento. Il cavo Air-Bag consente inoltre la posa diretta sul fondo scavo senza l'ausilio di strato di allettamento in sabbia.

### 3.4 Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e pre-dimensionamento dei cavidotti

Come detto, i cavidotti costituiscono l'elemento di collegamento tra le *Cabina di Elettriche di Campo*. I cavi costituenti gli elettrodotti dovranno assicurare che la portata uscente dalla cabina in esame, possa essere trasportata senza che il cavo stesso subisca surriscaldamento e quindi danneggiamento.

Per i calcoli si è considerata la formula:

$$I_{b\_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} V_n \cos \varphi} \quad (1)$$

dove  $I_b$  è la corrente di linea (o corrente massima) del cavo da dimensionare.

La *tabella A2* sotto riportata indica le caratteristiche elettriche per conduttori del tipo utilizzato.

Le portate indicate si riferiscono alla Portata Nominale  $I_z'$ , cioè la portata per un cavo interrato, con le seguenti condizioni di posa:

- Resistività termica del terreno:  $1K^*m/W$ ;
- Temperatura ambiente  $20^\circ C$ ;
- Profondità di posa: 0,80 m.

Quelle sopra indicate sono condizioni di posa ideali, che differiscono da quelle reali. Di conseguenza dovranno essere applicati dei coefficienti correttivi che, moltiplicati per  $I_z'$ , forniscono il valore della portata nominale  $I_z$  del cavo nelle condizioni reali di posa. Il fattore di correzione detto è  $K_{tot}$  che si ottiene come segue:

$$K_{tot} \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \quad (2)$$

Dove

$k_1$ = coefficiente di correzione da applicare se la temperatura di posa è diversa da  $20^\circ C$ ;

$k_2$ = coefficiente di correzione da applicare per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;

$k_3$ = coefficiente di correzione da applicare per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di  $1,5 K^*m/W$ , valido per terreni scarsamente umidi o asciutti;

---

$k_4$  = coefficiente di correzione da applicare per profondità di posa differente dal valore di riferimento, cioè 0,80 m.

Di seguito le tabelle di riferimento per la scelta delle sezioni dei cavi e dei coefficienti  $K_i$  cui fare riferimento in funzione delle diverse condizioni di posa.

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

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

**Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV**

35	7,0	8,0	34,6	1290	450
50	8,2	8,0	34,8	1390	450
70	9,9	8,0	36,6	1660	480
95	11,6	8,0	38,3	1940	500
120	13,1	8,0	39,8	2230	520
150	14,4	8,0	41,2	2520	540
185	16,1	8,0	43,4	2960	570
240	18,5	8,0	45,8	3560	600
300	21,1	8,0	48,5	4240	640
400	23,9	8,0	51,3	5120	680
500	27,1	8,0	55,3	6300	730
630	30,7	8,0	59,8	7790	790

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

35	211	191	187	181	146	142
50	253	229	222	214	172	166
70	316	285	272	263	210	203
95	386	347	325	314	250	242
120	445	400	370	358	283	275
150	505	452	413	400	315	306
185	580	520	467	453	355	345
240	680	614	539	525	408	398
300	775	704	606	593	457	448
400	895	815	684	671	514	506
500	1030	943	775	761	580	572
630	1170	1085	874	860	650	644

**Dati costruttivi / Construction charact. - 26/45 kV**

70	9,9	10,0	42,2	2010	550
95	11,6	10,0	44,3	2360	580
120	13,1	10,0	45,9	2660	600
150	14,4	9,0	45,1	2810	590
185	16,1	9,0	46,9	3220	620
240	18,5	9,0	49,3	3840	650
300	21,1	9,0	52,6	4590	690
400	23,9	9,0	55,1	5440	730
500	27,1	9,0	59,1	6640	780
630	30,7	9,0	63,3	8150	840

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

70	318	285	264	256	205	199
95	385	346	315	305	243	237
120	443	398	358	348	275	269
150	502	449	400	389	305	299
185	576	516	451	441	344	338
240	675	609	520	511	395	390
300	769	698	585	575	442	438
400	881	807	661	654	498	495
500	1014	933	742	739	557	558
630	1178	1069	848	836	635	630

**Tabella A - portate per cavi AT tipo RG7H1R 18/30 kV – 26/45 kV**

**Tabella B1 - Coefficiente  $k_1$  – Temperatura di posa**

T. conduttore Conduct. temp.	tipo di cavi cables type	temperature ambiente (°C) ambient temperature (°C)											
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
90°C	cavi in terra / buried cables	1,07	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76	-	-	-
90°C	cavi in aria* / in air cables*	1,15	1,12	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65
105°C	cavi in terra / buried cables	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80	-	-	-
105°C	cavi in aria* / in air cables*	1,12	1,10	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73

**Tabella B2 - Coefficiente  $k_2$  – n° di gruppi di cavi sullo stesso piano**

distanza tra cavi o terne (in orizzontale)	numero di cavi o terne (in orizzontale)			
<i>distance between cables or systems (horizontally)</i> (cm)	2	3	4	6
7	0,84	0,74	0,67	0,60
25	0,86	0,78	0,74	0,69

**Tabella B3 - Coefficiente  $k_3$  – resistività termica del terreno**

resistenza termica			
<i>thermal resistivity (Km/W)</i>			
0,80	1,0	1,2	1,5
1,08	1,00	0,93	0,85

I valori di resistenza indicati nella tabella di cui sopra, sono da intendersi come segue:

- Resistenza termica = 1°C m/W per terreno o sabbia con normale contenuto di umidità
- Resistenza termica = 1,2°C m/W per terreno o sabbia poco umidi
- Resistenza termica = 1,5 °C m/W per terreno o sabbia scarsamente umidi

Anche il caso per terreno o sabbia con normale contenuto di umidità

**Tabella B4 – profondità di posa**

profondità di posa (m)			
<i>laying depths (m)</i>			
0,80	1,00	1,2	1,5
1,02	1,00	0,98	0,96

Per il predimensionamento delle linee AT interne all'impianto, sono state considerate le seguenti condizioni di posa:

- Temperatura ambiente 30° C;
- N° di terne di cavi posate sullo stesso piano: 1
- Resistività termica del terreno: 1 K\*m/W;
- Profondità di posa: 1,20 m.

che portano ai seguenti coefficienti correttivi:

$k_1 = 0,94$  (considerando la temperatura dei conduttori pari a  $105\text{ }^\circ\text{C}$  – *worst-case*);

$k_2$  = il valore è variabile in funzione del numero di terne di cavi AT posati nello stesso scavo ed in piano;

$k_3 = 1$  (considerando un terreno con normale contenuto di umidità).

Nella *Tabella C1* di seguito riportata, si riassumono le caratteristiche elettriche di dimensionamento delle linee e per ciascuna tratta di cavidotto è stata indicato:

- l'Inverter di riferimento;
- la potenza raccolta nell'inverter cui si fa riferimento;
- la tratta di riferimento;
- la potenza cumulata;
- la tensione di riferimento;
- il valore di corrente in esso circolante  $I_b$  calcolato con la **(1)** innanzi detta,
- la sezione scelta per il cavo;
- la portata nominale  $I_z'$  del cavo (funzione della sezione) desunta dalla *Tabella A*;
- il coefficiente  $K_{tot}$  calcolato con la **(2)**;
- la portata nominale  $I_z$  funzione del coefficiente  $K_{tot}$ .

**LINEA 1**

INV.	Potenza (kWp)	Tratti	Cumulativi (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm <sup>2</sup> )	Portata $I_z$ (A)	$K_{tot}$	Portata $I_z'$ (A)
1	4.995	I1-I2	4.995	36	81	185	344	0,91	313,04
2	5.010	I2-I3	10.005	36	162	240	395	0,91	359,45
3	4.935	I3-I4	14.940	36	242	630	635	0,91	577,85
4	4.980	I4-MTR	19.920	36	323	630	635	0,91	577,85

**LINEA 2**

INV.	Potenza (kWp)	Tratti	Cumulativi (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm <sup>2</sup> )	Portata $I_z$ (A)	$K_{tot}$	Portata $I_z'$ (A)
1	4.980	I5-I6	4.980	36	81	185	344	0,91	313,04
2	5.040	I6-I7	10.020	36	162	240	395	0,91	359,45
3	4.980	I7-I8	15.000	36	243	630	635	0,91	577,85
4	5.070	I8-MTR	20.070	36	323	630	635	0,91	577,85

**Tabella B – Predimensionamento rete AT interna all'impianto – cavi tipo H1R 26/45 kV**

Come è facile vedere, le sezioni scelte per le tratte di rete AT di collegamento tra le Power Station, 185, 240 e 630 mm<sup>2</sup>, sono ben in grado di trasportare l'energia prodotta da ciascuno sottocampo (aree).

## **4 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO**

### **4.1 Generalità**

Come detto, l'impianto raccoglierà l'energia prodotta, a mezzo di una cabina di raccolta (MTR). Dalla MTR quindi, tutta la potenza generata, sarà trasportata mediante una linea in cavo interrato a 36 kV, verso la nuova stazione elettrica 150/36 kV.

### **4.2 Descrizione del tracciato del cavidotto**

La linea a 36 kV, o elettrodotto di collegamento alla SE 150/36 kV, avrà una lunghezza di circa 1 km e "correrà" interamente su strada asfaltata/brecciata (su la banchina della stessa), quindi senza la necessità di apertura di trincee su asfalto. L'ultimo tratto sarà su terreno agricolo.

Lì dove necessario ed in caso di intersezione con sottoservizi esistenti, il cavidotto sarà posato mediante TOC.

### **4.3 Trivellazione Orizzontale Teleguidata (TOC)**

La tecnica sarà utilizzata per l'attraversamento dell'incrocio stradale di cui al paragrafo precedente e per eventuali altri sotto-servizi individuati ed interferenti con il tracciato del cavidotto.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

Indagine del sito e analisi dei sottoservizi esistenti

L'indagine del sito e l'attenta analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione

orizzontale. Per analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, è consigliabile l'utilizzo del sistema "Georadar". Mentre in ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.

Realizzazione del foro pilota

La prima vera e propria fase della perforazione è la realizzazione del "foro pilota", in cui il termine pilota sta ad indicare che la perforazione in questa fase è controllata ossia "pilotata". La "sonda

---

radio” montata sulla punta di perforazione emette delle onde radio che indicano millimetricamente la posizione della punta stessa. I dati rilevabili e sui quali si può interagire sono:

- Altezza;
- Inclinazione;
- Direzione;
- Posizione della punta.

Il foro pilota viene realizzato lungo tutto il tracciato della perforazione da un lato all’altro dell’impedimento che si vuole attraversare (strada, ferrovia, canale, pista aeroportuale ecc.). La punta di perforazione viene spinta dentro il terreno attraverso delle aste cave metalliche, abbastanza elastiche così da permettere la realizzazione di curve altimetriche. All’interno delle aste viene fatta scorrere dell’aria ad alta pressione ed eventualmente dell’acqua.

L’acqua contribuirà sia al raffreddamento della punta che alla lubrificazione della stessa, l’aria invece permetterà lo spurgo del materiale perforato ed in caso di terreni rocciosi, ad alimentare il martello “fondo-foro”.

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una “corda molla” per evitare l’intercettazione dei sottoservizi esistenti. In alcuni casi però,

soprattutto quando l’impianto da posare è una condotta fognaria non in pressione, è richiesta la realizzazione di una camera per il posizionamento della macchina alla quota di perforazione desiderata.

#### **4.3.1 Allargamento del foro pilota**

La seconda fase della perforazione teleguidata è l’allargamento del “foro pilota”, che permette di posare all’interno del foro, debitamente aumentato, un tubo camicia o una composizione di tubi camicia generalmente in PEAD.

L’allargamento del foro pilota avviene attraverso l’ausilio di strumenti chiamati “Alesatori” che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste cave, al cui interno possono essere immesse aria e/o acqua ad alta pressione per agevolare l’aggressione del terreno oltre che lo spurgo del materiale.

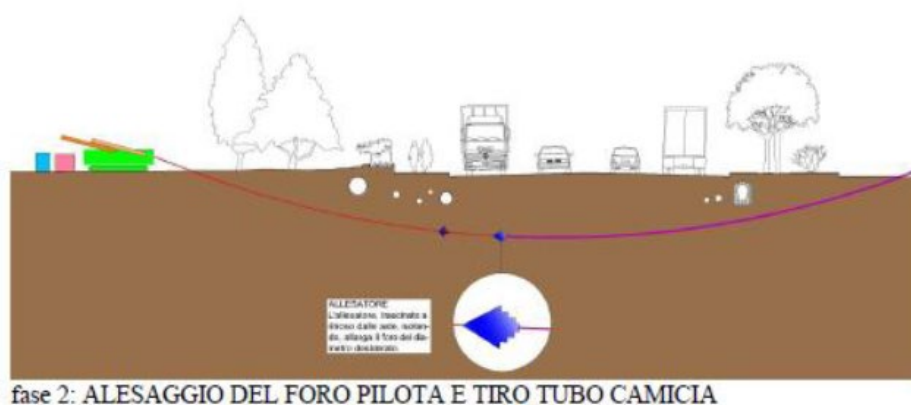
---

#### 4.3.2 Posa in opera del tubo camicia

La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di “alesaggio”, è l’infilaggio del tubo camicia all’interno del foro alesato.

La tubazione camicia generalmente in **PEAD**, se di diametro superiore ai 110 mm, viene saldata a caldo preventivamente, e ancorata ad uno strumento di collegamento del tubo camicia all’asta di rotazione. Questo

strumento, chiamato anche “girella”, evita durante il tiro del tubo camicia che esso ruoti all’interno del foro insieme alle aste di perforazione.



**Fasi esecutive della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**



#### 4.4 Caratteristiche tecniche della linea

Come detto per la rete elettrica interna all'impianto agrivoltaico, di collegamento tra le Power Station e la cabina di raccolta, in questa fase di predimensionamento, si è scelto di impiegare per il cavidotto esterno di collegamento, terne di cavi in rame (o similari in alluminio) disposti a trifoglio, tipo **H1R 26/45 kV** (o similare in alluminio). Ciò non esclude la possibilità di utilizzare in fase esecutiva, altra tipologia di cavo, qualora quella scelta non fosse disponibile su mercato.

In fase di installazione è prevista la posa all'interno dello scavo, di uno strato di sabbia di spessore pari a 30 cm, tegolino di protezione (nel caso sia necessario) e nastro segnalatore.

#### 4.5 Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e dimensionamento dei cavidotti

Utilizzando la **(1)** (v. § 3.4), è stata calcolata la corrente che scorrerà all'interno della linea esterna AT di collegamento alla SE 150/36 kV, costituente quindi il cavidotto esterno, ottenendo un valore pari a **648 A** (con  $\cos\varphi = 0,98$ ). Consideriamo le stesse condizioni di posa della rete AT interna all'impianto, cioè:

- Temperatura ambiente 30° C;
- N° di terne di cavi posate sullo stesso piano: 3
- Resistività termica del terreno: 1 K\*m/W;
- Profondità di posa: 1,20 m.

che portano ai seguenti coefficienti correttivi:

$k_1 = 0,94$  (considerando la temperatura dei conduttori pari a 105 °C – *worst-case*);

$k_2$  = il valore è variabile in funzione del numero di terne di cavi AT posati nello stesso scavo ed in piano;

$k_3 = 1$  (considerando un terreno con normale contenuto di umidità).

Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I <sub>b</sub> (A)	Sezione (mm <sup>2</sup> )
<b>39.990</b>	<b>36</b>	<b>648</b>	<b>630</b>

Si è scelto di utilizzare terne di cavi AT a 26-45kV kV da **630 mm<sup>2</sup>** ed in particolare 2 terne di cavi; una linea così costituita, risulta ben in grado di trasportare tutta l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico.

Di conseguenza avremo:

**LINEA MTR - SSE**

Potenza Cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I <sub>b</sub> (A)	Sezione (mm <sup>2</sup> )	Portata nominale I <sub>z</sub> (A)	K <sub>tot</sub>	Portata nominale I <sub>z'</sub> (A)
<b>39.990</b>						
<b>19.920</b>	36	322	630	635	0,91	<b>577,85</b>
<b>20.070</b>	36	324	630	635	0,91	<b>577,85</b>

**Tabella C – Predimensionamento rete AT interna all'impianto – cavi tipo ARP1H5E**

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

sezione nominale conductor cross-section (mm <sup>2</sup> )	diametro indicativo conduttore approximate conductor diameter (mm)	spessore isolante insulation thickness (mm)	diametro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)	posa in aria		posa interrata			
						in piano open air flat (A)	a trifoglio installation trefoil (A)	in piano flat p=1 °C m/W (A)	a trifoglio a trifoglio p=1 °C m/W (A)	in piano flat p=2 °C m/W (A)	a trifoglio a trifoglio p=2 °C m/W (A)
35	7.0	8.0	34.6	1290	450	211	191	187	181	146	142
50	8.2	8.0	34.8	1390	450	253	229	222	214	172	166
70	9.9	8.0	36.6	1660	480	316	285	272	263	210	203
95	11.6	8.0	38.3	1940	500	386	347	325	314	250	242
120	13.1	8.0	39.8	2230	520	445	400	370	358	283	275
150	14.4	8.0	41.2	2520	540	505	452	413	400	315	306
185	16.1	8.0	43.4	2960	570	580	520	467	453	355	345
240	18.5	8.0	45.8	3560	600	680	614	539	525	408	398
300	21.1	8.0	48.5	4240	640	775	704	606	593	457	448
400	23.9	8.0	51.3	5120	680	895	815	684	671	514	506
500	27.1	8.0	55.3	6300	730	1030	943	775	761	580	572
630	30.7	8.0	59.8	7790	790	1170	1085	874	860	650	644

**Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV**

35	7.0	8.0	34.6	1290	450
50	8.2	8.0	34.8	1390	450
70	9.9	8.0	36.6	1660	480
95	11.6	8.0	38.3	1940	500
120	13.1	8.0	39.8	2230	520
150	14.4	8.0	41.2	2520	540
185	16.1	8.0	43.4	2960	570
240	18.5	8.0	45.8	3560	600
300	21.1	8.0	48.5	4240	640
400	23.9	8.0	51.3	5120	680
500	27.1	8.0	55.3	6300	730
630	30.7	8.0	59.8	7790	790

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

35	211	191	187	181	146	142
50	253	229	222	214	172	166
70	316	285	272	263	210	203
95	386	347	325	314	250	242
120	445	400	370	358	283	275
150	505	452	413	400	315	306
185	580	520	467	453	355	345
240	680	614	539	525	408	398
300	775	704	606	593	457	448
400	895	815	684	671	514	506
500	1030	943	775	761	580	572
630	1170	1085	874	860	650	644

**Dati costruttivi / Construction charact. - 26/45 kV**

70	9.9	10.0	42.2	2010	550
95	11.6	10.0	44.3	2360	580
120	13.1	10.0	45.9	2660	600
150	14.4	9.0	45.1	2810	590
185	16.1	9.0	46.9	3220	620
240	18.5	9.0	49.3	3840	650
300	21.1	9.0	52.6	4590	690
400	23.9	9.0	55.1	5440	730
500	27.1	9.0	59.1	6640	780
630	30.7	9.0	63.3	8150	840

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

70	318	285	264	256	205	199
95	385	346	315	305	243	237
120	443	398	358	348	275	269
150	502	449	400	389	305	299
185	576	516	451	441	344	338
240	675	609	520	511	395	390
300	769	698	585	575	442	438
400	881	807	661	654	498	495
500	1014	933	742	739	557	558
630	1178	1069	848	836	635	630

La sezione scelta per le due terne di cavi è ben in grado di trasportare tutta la potenza prodotta dall'impianto, che genera una corrente massima (v. Tab. D)  $I_b = 648 \text{ A} < I_z = 1.155,7 \text{ A}$ .