







Nome Prog.	<b>C080 ARIANO POLESINE</b>				
Proponente	<b>European Energy</b> <i>Special Purpose Vehicle</i> <b>Arian Solar S.r.l.</b> Sede legale: Piazza San Sepolcro, 1 - 20123 Milano (MI) PEC: <a href="mailto:ariansolar@legalmail.it">ariansolar@legalmail.it</a> P.IVA: 13458950964				
Progettazione e Coordinamento	<b>Ren Project S.r.l.</b>  Ing. Leopoldo Franceschini Tel. 393 9404464 E-Mail: <a href="mailto:l.franceschini@renproject.it">l.franceschini@renproject.it</a>		St. Ambientale e Naturalistico	<b>eambiente S.r.l.</b>  Società soggetta ad attività di direzione e coordinamento di E3GROUP2010 S.r.l. Sede legale: Via delle Industrie, 5 - Marghera (Venezia) T. +39 041 8877708 <a href="mailto:contattaci@eambientesrl.com">contattaci@eambientesrl.com</a> - <a href="http://www.eambientesrl.com">www.eambientesrl.com</a>	
Consulenza Ambientale	<b>Filippo Tonion</b>  Email: <a href="mailto:f.tonion@treeconsulting.eu">f.tonion@treeconsulting.eu</a> Cell: 3270804005 P.IVA: 05489380260		Studio Progettazione connessione alla rete	<b>GSB Consulting Srl</b>  Sede legale: Via Ponte di Legno, 7 20134 Milano (MI) Cell. 373.7849614 Mail: <a href="mailto:gianandrea.bertinazzo@gsbconsulting.it">gianandrea.bertinazzo@gsbconsulting.it</a> P.IVA: 11882750968	
St. Geologico	<b>GEODELTA S.R.L. S.T.P.</b>  Centro Direzionale Villa Fini Via Roma 28 35010 - Limena (PD) <a href="mailto:info@geodelta.net">info@geodelta.net</a> - <a href="http://www.geodelta.net">www.geodelta.net</a>		Tecnico documentazione Prevenzione Incendi	<b>Fabio Tellatin Ingegneria</b> Ing. Fabio Tellatin Via Monte Pasubio,n. 17/A 35010 Curtarolo (PD) E-mail: <a href="mailto:fabio.tellatin@gmail.com">fabio.tellatin@gmail.com</a> Cell: 3295982540 PEC: <a href="mailto:fabio.tellatin@ingpec.eu">fabio.tellatin@ingpec.eu</a>	
Studio Agr.	<b>Studio Agronomico Dott. Panizon Riccardo</b> Via Toblino, 45 35142 Padova (PD) Cell. 348.382.75.76 PEO: <a href="mailto:riccardo.panizon@libero.it">riccardo.panizon@libero.it</a>		Studio archeologico	<b>Nike Servizi per l'Archeologia</b> Dott. Nicola Bacci Via A.Cornaro,20 35020 Codevigo (PD) Email: <a href="mailto:nicolabacci@yahoo.it">nicolabacci@yahoo.it</a> PEC: <a href="mailto:nicola.bacci@pec.it">nicola.bacci@pec.it</a> P.IVA 05104280283	
Scala	-----		Foglio	A4	
Ogg.	Relazione Dimensionamento Cavi MT			COD.	T09.B
Opera	<b>PROGETTO PER UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO UBICATO NEL COMUNE DI ARIANO NEL POLESINE E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI ARIANO NEL POLESINE (RO), CORBOLA (RO), MESOLA (FE), CODIGORO (FE)</b>				
Rel. 0.0	Data 02/02/2026	Progettista Ing. Leopoldo Franceschini		Data	Progettista
Rel.					
Rel.					

COMUNE DI ARIANO POLESINE  
PROVINCIA ROVIGO  
REGIONE VENETO

TITOLO PROCEDIMENTO

**European Energy**

Special Purpose Vehicle

Arian Solar S.r.l.

Sede legale: Piazza San Sepolcro, 1

20123 Milano (MI)

PEC: [ariansolar@legalmail.it](mailto:ariansolar@legalmail.it)

P.IVA: 13458950964

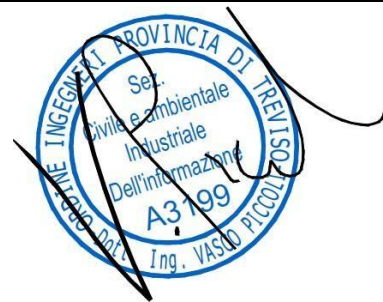


Ing. Leopoldo Franceschini

Tel. 393 9404464

E-Mail: [l.franceschini@renproject.it](mailto:l.franceschini@renproject.it)

Progettazione



Preparato

**Pietro Martignoni**

Verificato

**Gianandrea Ing. Bertinazzo**

Approvato

**Vasco Ing. Piccoli**

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

Relazione Dimensionamento Cavi MT

Elaborato N.	Data emissione 24/02/2026			
	Nome file REL. PRELIMINARE IMPIANTI			
N. Progetto	Pagina	00	24/02/26	PRIMA EMISSIONE
-	COVER	REV.	DATA	DESCRIZIONE

IL PRESENTE DOCUMENTO NON POTRA' ESSERE COPIATO, RIPRODOTTO O ALTRIMENTI PUBBLICATO, IN TUTTO O IN PARTE, SENZA IL CONSENSO SCRITTO DI SOLAR ENERGY 10 S.R.L.. OGNI UTILIZZO NON AUTORIZZATO SARA' PERSEGUITO A NORMA DI LEGGE.  
THIS DOCUMENT CAN NOT BE COPIED, REPRODUCED OR PUBLISHED, EITHER IN PART OR IN ITS ENTIRETY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF SOLAR ENERGY 10 S.R.L.. UNAUTHORIZED USE WILL BE PROSECUTED BY LAW.

## Sommario

1	Premessa.....	3
2	Descrizione generale.....	3
2.1	Dati generali di progetto.....	3
2.2	Configurazione lato Corrente Continua.....	4
2.2.1	<b>Moduli fotovoltaici .....</b>	<b>5</b>
2.2.2	<b>Strutture di Sostegno – Inseguitori mono-assiali.....</b>	<b>8</b>
2.2.3	<b>Cassette di parallelo-stringa (string boxes).....</b>	<b>9</b>
2.3	Configurazione Lato Corrente Alternata.....	10
2.3.1	<b>Cabina di trasformazione .....</b>	<b>10</b>
2.3.2	<b>Cabina di Consegna Utente-Produttore.....</b>	<b>17</b>
2.4	Collegamenti elettrici.....	18
2.4.1	<b>Cavi in corrente continua (BT).....</b>	<b>19</b>
2.4.2	<b>Cavi in corrente alternata (MT).....</b>	<b>23</b>
2.4.3	<b>Altri cavi.....</b>	<b>25</b>
3	Verifiche di coordinamento.....	26
3.1	Condizioni Ambientali .....	26
3.2	Coordinamento Elettrico Lato CC .....	27
3.3	Coordinamento Elettrico Lato CA.....	29
4	Verifica cavi elettrici.....	30
4.1	Cavi di Corrente Continua .....	30
4.1.1	<b>Tensione di esercizio .....</b>	<b>30</b>
4.1.2	<b>Corrente di esercizio.....</b>	<b>30</b>
4.1.3	<b>Corrente di Stringa – DC-STR – Verifiche.....</b>	<b>31</b>
4.1.4	<b>Corrente di String Box– DC-POW – Verifiche.....</b>	<b>35</b>
4.2	Cavi in Media Tensione .....	39
4.2.1	<b>Tensione di esercizio .....</b>	<b>39</b>
4.2.2	<b>Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni .....</b>	<b>39</b>
4.2.3	<b>Verifica Caduta di Tensione .....</b>	<b>41</b>
4.2.4	<b>Tenuta al corto circuito .....</b>	<b>42</b>
4.3	Verifica Perdite.....	43

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 1 Premessa

La presente relazione ha lo scopo verificare tecnicamente il dimensionamento dell'impianto e la selezione dei componenti principali dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, da ubicarsi nel Comune di Ariano Polesine (RO), di potenza nominale complessiva pari a 17'919,09 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 17'598,00 MW.

## 2 Descrizione generale

### 2.1 Dati generali di progetto

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

*Tabella 1 - Principali caratteristiche dell'impianto FV sito nel comune di Ariano Polesine*

Committente	Arian Solar Srl	
Ubicazione	Ariano Polesine (RO)	
Coordinate di ubicazione	[gradi decimali]	44°58'30.83" 12°7'10.95"
Superficie di interesse	[Ha]	25,83
Ubicazione	Ariano Polesine (RO)	
Potenza di picco lato fotovoltaico DC	[kWp]	17.919,09
Potenza elettrica AC (*)	[kW]	17.598,00
Potenza elettrica approvata dal Distributore	[kW]	17.598,00
Produzione da PVSyst (1° anno)	[MWh]	31.168,4
Produzione specifica da PVSyst (1° anno) - Lotto 1	[kWh / kWp / anno]	1.738
Produzione specifica da PVSyst (1° anno) - Lotto 2	[kWh / kWp / anno]	1.739
Produzione specifica da PVSyst (1° anno) - Lotto 3	[kWh / kWp / anno]	1.740
Codice di rintracciabilità	<u>382259136</u>	

(\*) pari alla somma della potenza apparente nominale di tutti gli inverter previsti in impianto.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.2 Configurazione lato Corrente Continua

La configurazione lato corrente continua dell'impianto prevedere essenzialmente:

- una potenza DC pari a 17'919,09 kWp, dati da:
  - o Nr. 26'946 Moduli Fotovoltaici;
  - o collegati in nr. 998 stringhe;
  - o raggruppati in nr. 56 String Box;
  - o che confluiscono in nr. 6 Inverter.
- una potenza AC pari a 3x5'866,0 kW.

Tutti questi componenti saranno suddivisi in 3 impianti, che costituiscono il lotto di impianti per e-Distribuzione, dei quali si riporta di seguito la composizione:

Impianto 1			
Struttura	Tracker		
Moduli	9'288		
Stringhe	344		
String Box	20	fino a 20 stringhe per SB	
Potenza CC	6,176,52	kWp	
Potenza CA	5'866,0	kW	

Impianto 2			
Struttura	Tracker		
Moduli	9'315		
Stringhe	344		
String Box	19	fino a 20 stringhe per SB	
Potenza CC	6,194,47	kWp	
Potenza CA	5'866,0	kW	

Impianto 3			
Struttura	Tracker		
Moduli	8'343		
Stringhe	309		
String Box	17	fino a 20 stringhe per SB	
Potenza CC	5,548,09	kWp	
Potenza CA	5'866,0	kW	

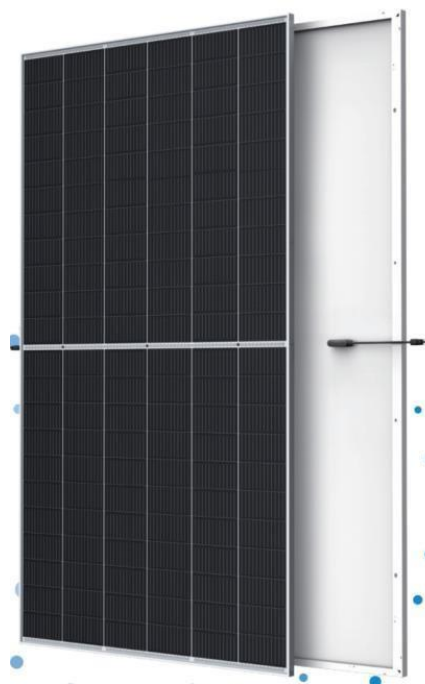
00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.2.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell'impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore Trina Solar, serie Vertex e modello TSM-DE21, e presentano una potenza nominale a STC<sup>1</sup> pari a 665Wp.

Ciascun modulo è composto da 132 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento anti-riflesso, *backsheet* posteriore polimerico trasparente e cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2'384 x 1'303 x 35 mm ed un peso pari a 33,6 kg.

Di seguito si riporta un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato riportante le principali caratteristiche costruttive.



Si prevede di realizzare stringhe costituite da 27 moduli FV collegati elettricamente in serie per i moduli installati sui tracker mono-assiali.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

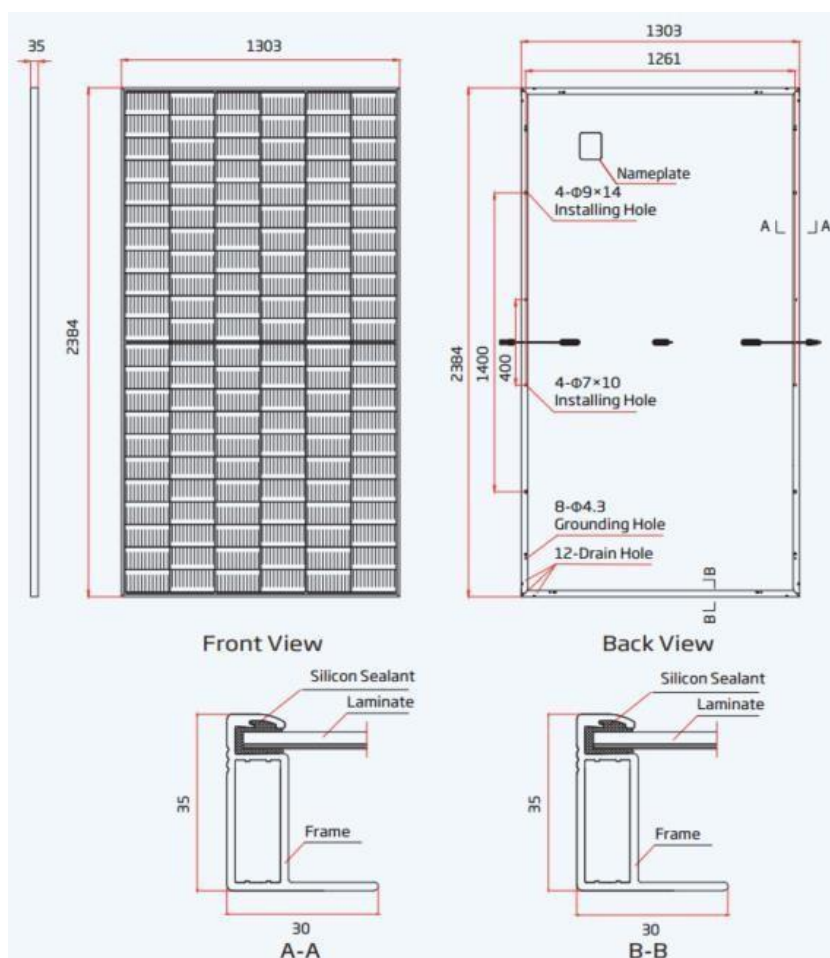
<sup>1</sup> STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Nella seguente tabella vengono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo FV considerato.

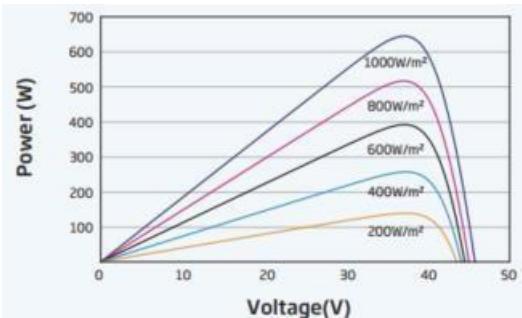
Datasheet modulo		TSM-DE21 665Wp	
Lato DC	UDM	Valori da datasheet	coef. correttivo
Pannello		STD	%/°C
P	[Wp]	665	-0,34
V <sub>OC</sub>	[V]	46,1	-0,25
V <sub>MPP</sub>	[V]	38,2	
I <sub>SC</sub>	[A]	18,62	0,04
I <sub>MPP</sub>	[A]	17,55	
Efficienza modulo STC	[%]	21,6	
Temperatura di funzionamento	[°C]	-40 +85	

Di seguito si riporta invece un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato che dettagliano le principali caratteristiche costruttive meccaniche.

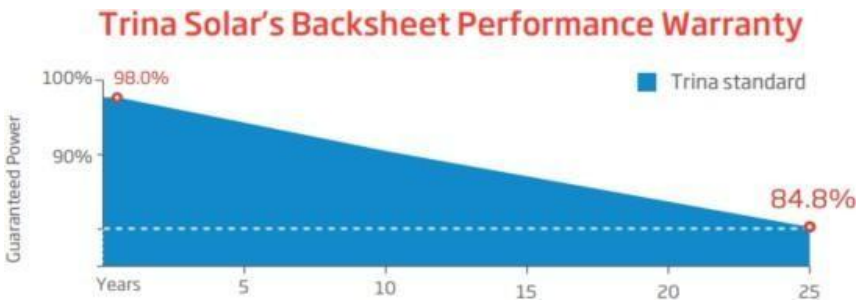


00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Di seguito si riporta invece estratti sempre dal *datasheet* del modulo FV selezionato che riportano l'andamento delle curve che meglio dettagliano le principali caratteristiche costruttive elettriche.



La diminuzione delle prestazioni negli anni del modulo individuato è regolamentata e certificata in accordo con la Norma di Riferimento IEC 61215; la curva certificata dal costruttore per questa particolare famiglia di prodotti è anche migliore, garantendo un --2,0% primo anno e 84,8% complessivo il trentesimo anno.



00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



### 2.2.2 Strutture di Sostegno – Inseguitori mono-assiali

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di strutture:

- 1Px54 moduli (per un totale di nr. 2 stringhe per struttura);
- 1Px27 moduli (per un totale di nr. 1 stringa per struttura).

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di  $\pm 55^\circ$  ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range  $+10 \div +20 \%$ .

La movimentazione dei sistemi ad inseguimento solare è effettuata da motori elettrici alimentati in corrente alternata, uno per ciascun tracker, e controllati da apposite schede di controllo. L'algoritmo di movimentazione è basato su un calendario astronomico ed è dotato della tecnologia "*backtracking*". Tale tecnologia consiste nel controllo e verifica che ogni fila di moduli FV non crei ombreggiamento a quella successiva. Quando l'altezza del sole rispetto all'orizzonte si riduce, in particolare durante le prime/ultime ore della giornata, il mutuo ombreggiamento tra i filari di moduli potrebbe ridurre sensibilmente l'output energetico. Il sistema ad inseguimento è in grado di far ruotare i moduli FV nel senso opposto rispetto all'andamento del sole, riducendo la superficie esposta al sole ma nel contempo evitando il rischio che si verifichino mutui ombreggiamenti.

La distanza tra gli inseguitori (solitamente denominata *pitch*) per il presente progetto è pari a 6,4 m, al fine di ottimizzare la produzione energetica a parità di consumo di suolo da una parte, e dall'altra di consentire il passaggio di un mezzo tra file successive sia per attività agricole che per operazioni di manutenzione e pulizia moduli.

Le schede di controllo effettueranno il monitoraggio dei principali parametri operativi degli inseguitori, in primis posizione e velocità del vento, al fine di verificarne il corretto funzionamento e di posizionarli automaticamente in posizione di sicurezza in caso di velocità del vento particolarmente elevate per evitare eventuali danni alle strutture.

Sarà infine possibile posizionare in maniera automatica gli inseguitori ad una inclinazione idonea per consentirne l'ispezione ai fini di manutenzione nonché per il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.2.3 Casette di parallelo-stringa (string boxes)

Le cassette di parallelo stringa (denominate comunemente “string boxes”) hanno il compito di raccogliere l’energia generata dai moduli fotovoltaici e convogliarla verso gli inverter di impianto, proteggendo elettricamente le stringhe di moduli ad esse afferenti.

Esse sono realizzate in vetro-resina in modo da garantire una classe di isolamento II ed ubicate in posizione baricentrica rispetto alle relative stringhe fotovoltaiche, installate in un apposito chiosco in grado di proteggerle dall’esposizione diretta alla radiazione solare. Nella seguente tabella sono riportate le loro principali caratteristiche.

Tabella 2 - Caratteristiche tecniche string box

<b>Input</b>	< 20 stringhe
<b>Fusibili</b>	30A gPV – 1’500V
<b>Output</b>	Interruttore NA 400A – 1’500V
<b>Scaricatore sovratensione</b>	I+II
<b>Classe di Isolamento</b>	II
<b>Grado di protezione</b>	IP 65
<b>Dimensioni</b>	620x822x325 mm
<b>Peso</b>	30 kg
<b>Temperatura di funzionamento</b>	-5...+55°C



Figura 1 - Immagine esemplificativa di una string box

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.3 Configurazione Lato Corrente Alternata

La configurazione Lato Corrente Alternata dell'impianto FV prevedere essenzialmente:

- nr. 6 cabine di conversione e trasformazione che ricevono l'energia elettrica in corrente continua e la convertono prima in corrente alternata (BT-660V/50Hz), tramite inverter e in poi in Media Tensione (20kV) tramite trasformatore innalzatore;
- dal punto di vista del distributore (e-Distribuzione), il presente impianto fotovoltaico è in realtà un lotto di nr. 3 impianti e quindi saranno previste nr. 3 cabine Utente Produttore per la consegna dell'energia prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

### 2.3.1 Cabina di trasformazione

All'interno di ciascun campo saranno ubicate le cabine di trasformazione, realizzate su strutture di tipo, aventi lo scopo di ricevere la potenza elettrica in corrente continua BT proveniente dalle cassette di parallelo stringa (*string boxes*) ubicate in campo, convertirla in corrente alternata e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 660 V a 20 kV), collegarsi alla rete di distribuzione MT di ogni impianto al fine di veicolare l'energia generata verso la cabina Utente-Produttore di ognuno dei 3 impianti, costituenti il Lotto.

Le cabine saranno situate lungo la recinzione dell'impianto, al fine di intralciare il men possibile le attività agricole all'interno del campo fotovoltaico. Gli *string box* sarà distribuiti lungo tutto il campo in modo che i cavidotti di connessione siano tutti in corrispondenza della strada periferica che corre lungo la recinzione dell'intero campo fotovoltaico.

Le cabine elettriche sono posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale, nonché la vasca di raccolta dell'olio del trasformatore. Le cabine di trasformazione utilizzate per tutto l'impianto sono 6, realizzate su strutture di tipo container, principalmente costituite da:

- Nr. 1 Inverter centralizzato;
- Nr. 1 Trasformatore BT/MT;
- Nr.1 Quadro di media tensione;
- Nr. 1 Sistema Ausiliari di Cabina, costituito da: trasformatore BT/BT, Quadro BT ausiliari, UPS.

Lo scopo di dette cabine è di ricevere la potenza elettrica in Corrente Continua proveniente dalle cassette di parallelo di stringa (*string box*) ubicate nel campo, convertirla in corrente alternata (@630V, 50Hz) e innalzarne il livello di tensione da Bassa a Media Tensione (da 660V a 20'000V), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo FV.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Di seguito è illustrata un estratto della configurazione container della cabina di conversione e trasformazione:



Figura 2 – Cabina di conversione e trasformazione BT/MT

Le cabine sono costituite strutture aperte di tipo *skid* (con dimensioni approssimative pari a 6,058x2,448x2,896[m]), realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54 per i componenti attivi. Al fine di garantire una maggior protezione dagli agenti atmosferici, ciascuna cabina potrà essere provvista di copertura metallica accessoria (shelter 7 x 2,5 x 3 m e peso pari a circa 18 t), dotata di opportune griglie in corrispondenza di inverter, trasformatori e quadri elettrici al fine di garantirne la necessaria ventilazione.

Le cabine saranno situate in posizione baricentrica rispetto cassette di stringa ad essa afferenti, al fine di minimizzare la lunghezza dei cavidotti in bassa tensione e posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale, nonché la vasca di raccolta dell’olio del trasformatore.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3.1.1 Inverter

Per il presente progetto è previsto l’impiego di inverter centralizzati SMA, modello Sunny Central 2930 UP.



Figura 3 - Inverter di stringa Siemens Proteus PV 4100

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (660V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l’impianto. Gli inverter, aventi grado di protezione IP 54, saranno installati nelle relative cabine di trasformazione. L’inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16 (di seguito è riportata la dichiarazione di conformità del costruttore SMA).

Dichiarazione di conformità del generatore											
Sez A: I seguenti generatori rispettano le prescrizioni della norma CEI 0-16:2022-03											
Costruttore	SMA Solar Technology AG, Sonnenallee 1, 34266 Niestetal, Germany										
Tipo apparecchiatura	Inverter Fotovoltaico										
Marca	Sunny Central										
Connessione lato utente	Trifase senza neutro - Frequenza: 50 Hz; (Tensione AC vedi sotto)										
Energia primaria utilizzata	Solare (v. RdP All. N)										
Modello	SC-2700-10	SC-2475-10	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10	SC 2660 UP	SC 2800 UP	SC 2930 UP	SC 3060 UP	SC 4000 UP	SC 4200 UP
Potenza nominale	2200 kW	2475 kW	2500 kW	2750 kW	3000 kW	2667 kW	2800 kW	2933 kW	3067 kW	4000 kW	4200 kW
Tensione nominale	385 V	434 V	550 V	600 V	655 V	600 V	630 V	660 V	690 V	600 V	630 V

Figura 4 - Conformità normativa dell'inverter

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Lato DC – gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 24 input per una corrente massima DC pari a 8'400A; ogni singolo ingresso verrà protetto da 2 fusibili DC (collegati uno sul polo positivo ed uno sul polo negativo) del quale dovrà essere determinata la taglia nella sezione coordinamento elettrico CC. L'inverter è a singolo MPPT (preliminarmente ipotizzata pari a 400A).

Lato AC – l'inverter avrà l'uscita verso il trasformatore MT/BT e ad esso direttamente collegata opportunamente protetta tramite interruttore automatico.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 54, saranno installati direttamente sulla struttura *skid* in configurazione per esterno (outdoor) risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV.

Nella tabella della pagina successiva si riportano le principali caratteristiche tecniche dell'inverter selezionato.

Technical Data	Sunny Central 2930 UP	Sunny Central 3060 UP
<b>DC side</b>		
MPPT voltage range $V_{MPPT}$ [at 35 °C / at 50 °C]	962 V to 1325 V / 1100 V	1003 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{SC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil	2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Available PV fuse sizes (per input)	75 A	75 A
Available battery fuse size (per input)	75 A	75 A
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at cos $\phi$ = 1 [at 35 °C / at 50 °C]	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Nominal AC active power at cos $\phi$ = 0.8 [at 35 °C / at 50 °C]	2346 kW / 2112 kW	2454 kW / 2208 kW
Nominal AC current $I_{AC, max}$ [at 35 °C / at 50 °C]	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)</sup>	660 V / 528 V to 739 V	690 V / 552 V to 739 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>2)</sup>	> 2	> 2
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>3)</sup>	* 1 / 0.8 overswitched to 0.8 underswitched	* 1 / 0.8 overswitched to 0.8 underswitched
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>4)</sup> / European efficiency <sup>4)</sup> / CEC efficiency <sup>4)</sup>	98.9% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	DC load break switch
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	Surge arrester, type I & II
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	Surge arrester, class I & II
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection level III	Lightning Protection level III
Groundfault monitoring / remote groundfault monitoring	0 / 0	0 / 0
Insulation monitoring	0	0
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	IP54 / IP34 / IP34
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	< 3400 kg / < 7500 lb
Self-consumption (max. <sup>5)</sup> / partial load <sup>6)</sup> / average <sup>7)</sup>	+ 8100 W / + 1800 W / + 2000 W	+ 8100 W / + 1800 W / + 2000 W
Self-consumption (standby)	< 370 W	< 370 W
Internal auxiliary power supply	0 Integrated 8.4 kVA transformer	0 Integrated 8.4 kVA transformer
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F
Noise emission <sup>9)</sup>	83.0 dB(A)	83.0 dB(A)
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F
Max. permissible value for relative humidity (condensing / noncondensing)	95% to 100% [2 month/year] / 0% to 95%	95% to 100% [2 month/year] / 0% to 95%
Maximum operating altitude above MSL <sup>10)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>12)</sup>	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	6500 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	Terminal lug on each input (without fuse)
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	With busbar system (three busbars, one per line conductor)
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	RAL 9016 / RAL 7004
Supply for external loads	0 [2.5 kVA]	0 [2.5 kVA]
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, ABNT 4110, IEEE 1547, UL 840 Cat. IV, ANSI/IEEE 682-2004/08	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, ABNT 4110, IEEE 1547, UL 840 Cat. IV, ANSI/IEEE 682-2004/08
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	IEC 55011, FCC Part 15 Class A
Quality standards and directives complied with	VDA/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	VDA/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001
* Standard features 0 Optional - not available		
Type designation	SC 2930 UP	SC 3060 UP

Tabella 3 – Inverter centralizzato: principali caratteristiche tecniche

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell'inverter centralizzato sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. L'architettura d'impianto non subirà comunque alcuna variazione significativa.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3.1.2 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore MT/BT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Ogni trasformatore è essenzialmente definito da potenza nominale ed un rapporto di trasformazione pari tensione primaria / tensione secondaria. Le principali caratteristiche della macchina selezionata sono riportate di seguito.

Tabella 4 - Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

<b>Caratteristiche costruttive</b>	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)
<b>Potenza</b>	2'640 kVA
<b>Gruppo vettoriale</b>	Dy11
<b>Tensione primario - V<sub>1</sub></b>	20'000 V
<b>Tensione secondario - V<sub>2</sub></b>	650 V
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>V<sub>cc</sub></b>	8,3%
<b>Perdite nel ferro</b>	<u>Prescrizioni Tier 2</u>
<b>Perdite nel rame</b>	

Il trasformatore selezionato è conforme alla norma CEI 0-16, in particolare rispetto alle prescrizioni relative alla corrente di inserzione (di seguito è riportata la dichiarazione di conformità del costruttore SMA).

#### Medium Voltage Grid Connection in Italy MVPS Compliance according to CEI 0-16



Hereby we confirm that our Medium Voltage Power Station (MVPS) for PV applications with Sunny Central (SC or SC UP) is compliant to the Italian standard CEI 0-16. According to paragraph 8.5.13 of this standard there is a limit of 2000 kVA on 20 kV grid and 1600 kVA on 15 kV grid for Medium Voltage Transformer (MVT), defined with a short circuit voltage V<sub>cc</sub> of 6%. Higher power classes are allowed in case of using higher short circuit impedances, to reduce the short circuit power according to paragraph 8.5.13. SMA can deliver the following transformers as customized solution after written approval by DSO about short circuit impedance:

#### SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1  
34266 Niestetal  
GERMANY  
Tel.: +49 561 9522-0  
Fax: +49 561 9522-100  
E-Mail: info@SMA.de  
Internet: www.SMA.de

MVPS	MVT Power	AC Voltage	V <sub>cc</sub> (+/- 3% Tolerance)	I <sub>cc</sub> (15/20 kV)
2200	2000 kVA	15/20 kV	8.3 %	928/696 A
2475	2250 kVA	15/20 kV	8.3 %	1044/783 A
2660	2400 kVA	15/20 kV	8.3 %	1113/835 A
2800	2520 kVA	15/20 kV	8.3 %	1169/877 A
2930	2640 kVA	15/20 kV	8.3 %	1225/919 A
4000	3600 kVA	15/20 kV	8.3 %	1670/1252 A
4200	3780 kVA	15/20 kV	8.3 %	1753/1315 A
4400	3960 kVA	15/20 kV	8.3 %	1837/1377 A

There is also a limit for the maximum power of 6000 kVA at 20 kV (or 4800 kVA at 15 kV) that can be energized at the same time according to paragraph 8.5.14 of the standard CEI 0-16. In this case SMA Solar Technology AG can offer the option reduced inrush current to limit the maximum inrush to 5 x I<sub>n</sub> on each MV transformer.

7 June 2023

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Sono previsti non più di 2'000 litri di olio per ogni macchina. Ciascun trasformatore sarà installato sopra apposita vasca di fondazione per la raccolta oli, opportunamente trattata al fine di essere impermeabile agli oli stessi. La superficie in pianta della vasca, al netto dello spazio occupato dal trasformatore, sarà pari a  $5\text{m}^2$ , ed avrà un'altezza pari a 0.4m, per un volume utile complessivo pari a  $2\text{m}^3$ .

In accordo con le Normative di riferimento, ed in particolare la IEC 60076-1/2/3, la potenza di un trasformatore è definita ad una temperatura ambiente di riferimento pari a  $40^\circ\text{C}$ ; essendo una macchina passiva, il limite di potenza è definito in funzione di un surriscaldamento dei componenti e della relativa vita utile del componente con classe termica inferiore. Dato che la temperatura raggiunta dal singolo componente è in funzione sia della temperatura ambiente che della potenza passante:

- per  $T_{\text{amb}} < 40^\circ\text{C}$ , la potenza sopportata dal trasformatore sarà superiore alla potenza nominale;
- per  $T_{\text{amb}} > 40^\circ\text{C}$ , la potenza sopportata dal trasformatore sarà inferiore alla potenza nominale.

Nel verificare il coordinamento inverter-trasformatore saranno considerati solo i due punti a temperatura ambiente  $25$  e  $50^\circ\text{C}$ .

In particolare il costruttore è tenuto a condividere la curva potenza in funzione della temperatura ambiente: durante la progettazione esecutiva sarà necessario verificare il completo coordinamento inverter-trasformatore MT/BT lungo tutti i range possibili di temperatura ambiente.

In Figura 5 è riportata un'immagine esemplificativa della tipologia di trasformatore installato all'interno di ciascuna cabina.



Figura 5 - Trasformatore BT/MT in olio

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



### 2.3.1.3 Quadro MT

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto da tre unità:

- nr. 2 per l'attestazione dei cavi di MT sia lato rete che lato campo;
- nr. 1 per la protezione trasformatore MT/BT, con un relè di protezione dedicato per le protezioni:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente omopolare per la rimozione dei guasti monofase a terra (51N).

### 2.3.1.4 Sezione Ausiliari

Nella sezione in bassa tensione saranno ubicati due quadri in bassa tensione contenenti:

- Quadro di alimentazione sezione ausiliari;
- Trasformatori BT/BT (isolato in resina) di potenza nominale pari fino a 15 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Un quadro di distribuzione secondaria per l'alimentazione dei carichi della cabina di trasformazione, suddivisi in
  - Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
  - Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali.
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 2h@ 200 VA).

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3.2 Cabina di Consegna Utente-Produttore

Lungo il confine Nord dell'impianto fotovoltaico saranno ubicate nr. 3 cabine di consegna locale Utente-Produttore, esercita a 20kV-50Hz.

La cabina sarà costituita da elementi prefabbricati in CAV con dimensioni pari a 4,5x2,5x3,0 m; peso indicativo di 12 t), e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33.

La cabina sarà posata su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

- nr. 1 unità per il Dispositivo Generale (protezioni codice ANSI 50/51 51N);
- nr. 1 unità per l'alloggio TV con la predisposizione per il collegamento dell'unità Controllore Centrale di Impianto (CCI);
- nr. 1 unità per il Dispositivo di Interfaccia (protezioni codice ANIS 27/59 59N 81H/L) e protezioni 50/51 per la partenza linea MT collegata alle cabine distribuite in campo FV;
- nr. 1 partenza per la protezione del trasformatore ausiliari con sezionatore-fusibile MT.

La sezione ausiliari sarà completata da un trasformatore MT/BT (resina E2C2F1, 30/0.4kV, installato nel locale tecnico di cabina) di potenza nominale pari a 50 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari, costituiti da:

- Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
- Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali;
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 24h@ 200 VA).

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.4 Collegamenti elettrici

I cavi previsti nell'impianto di generazione fotovoltaica, sono essenzialmente:

- Cavi in CC - Cavi di stringa: ovvero i cavi CC che collegano la stringa al quadro di parallelo stringa (di seguito SB);
- Cavi in CC - Cavi di SB: ovvero i cavi CC che collegano gli SB all'inverter;
- Cavi in MT: ovvero i cavi MT utilizzati nelle linee radiali interne al campo fotovoltaico verso la Cabina Utente-Produttore;
- Altri cavi: quali ad esempio i cavi di alimentazione dei tracker, cavi dei sistemi di sicurezza, etc.

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT (in corrente continua) ed in MT (in corrente alternata), utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di parallelo stringa, quindi alle cabine di trasformazione, ed infine alle cabine di consegna utente-produttore, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite.

Per i calcoli dettagliati relativi alle caratteristiche di cavi e cavidotti, nonché al dimensionamento dei cavi si rimanda ai capitoli seguenti della presente relazione.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.1 Cavi in corrente continua (BT)

I cavi in corrente continua sono necessari per raggruppare i moduli fotovoltaici e rendere disponibile questa energia in ingresso lato CC dell'inverter.

I moduli fotovoltaici di per sé stessi sono forniti già dotati di cavi e relativo connettore CC (uno per il polo negativo, uno per il polo positivo), ma di lunghezza tale da permettere il solo collegamento tra moduli fotovoltaici contigui. Verranno quindi collegati in serie tra di loro fino a comporre una stringa, che in questo progetto è composta dalla serie di 27 moduli FV del costruttore Trina Solar, serie Vertex e modello TSM-DE21, e presentano una potenza nominale a  $STC^2$  pari a 665Wp.

Il cavo di collegamento di questa stringa è chiamato cavo di stringa e per questo progetto è stato selezionato un cavo del tipo H1Z2Z2-K.

Dato che l'inverter è di tipologia centralizzato, ed in particolare del costruttore SMA da 2'933 kVA, le stringhe che devono arrivare al suddetto inverter sono in numero considerevole, in particolare fino a 200 stringhe per inverter → 400 cavi di stringa – positivo e negativo – per inverter; risulta quindi evidente la necessità di prevedere direttamente in campo a dei quadri di primo parallelo DC, detti *string box* (SB di seguito), che in ingresso avranno un certo numero di stringhe (in questo progetto fino a 20 stringhe per SB), che collegheranno in parallelo, rendendo disponibile in uscita una potenza maggiore.

I cavi di collegamento degli SB sono chiamati cavi di SB e per questo progetto è stato scelto il cavo tipo ARG16R16.

La sezione CC verrà esercita con un Sistema Isolato. In accordo con il Sistema Normativo Internazionale, il funzionamento in Sistema Isolato:

- prevede entrambi i poli (Negativo e Positivo) NON connessi a terra in nessun punto ed in nessun caso;
- prevede un controllore di isolamento, che garantisca il continuo monitoraggio del valore di resistenza tra i poli e terra; il cedimento dell'isolamento dovrà essere chiaramente rilevato in modo da permettere al gestore dell'impianto di effettuare i necessari interventi di manutenzione straordinaria alla ricerca del guasto;
- permette il funzionamento del sistema con il primo guasto a terra, a patto che il primo guasto sia chiaramente rilevato e che il secondo guasto determini l'intervento degli organi di protezione atti al sezionamento della parte di circuito sottoposta al doppio guasto.

<sup>2</sup> STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.1.1 Cavi di Stringa – Configurazione e modalità di Installazione

I cavi in corrente continua sono necessari per attestare le stringhe, composte da moduli FV collegati in serie, all'inverter. Di seguito sono riassunti i dati principali del cavo in oggetto; si rimanda all'appendice per il datasheet completo.

Tabella 5 - Principali caratteristiche cavi DC-BT.

H1Z2Z2K		
Tratta	Stringhe – Inverter	
Conduttore	Rame stagnato - flessibile	
Isolante	Mescola LSOH ( <i>Low Smoke Zero Halogen</i> )	
Guaina esterna	PVC	
Temperatura minima di posa	[°C]	-40
Temperatura massima di esercizio	[°C]	90
Tensione di isolamento DC	[V]	1800
Sezione Minima*	[mm <sup>2</sup> ]	4
Sezione Massima*	[mm <sup>2</sup> ]	10
Portata corrente per Sezione Minima*	[A] @ in aria a 60 °C	55
Portata corrente per Sezione Massima*	[A] @ in aria a 60 °C	95

\* Range di sezioni comunemente utilizzate, nelle tabelle seguenti sono riportati i valori di portata per diverse tipologie di sezione.

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga 300mm e profonda 600mm, che sarà riempita con:

- Terra di riporto raffinata fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

#### CAVIDOTTO CC-STR - dxx

"xx" indicates the number of pipes

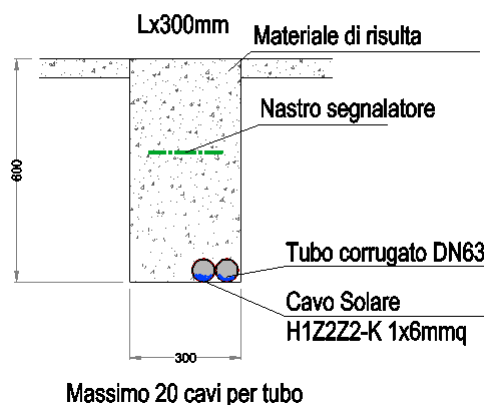


Figura 6 - modalità di installazione cavi DC - BT

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.1.2 Cavi SB – Configurazione e modalità di Installazione

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti in piano nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi SB) in uscita dallo SB per evitare l'irraggiamento diretto; l'altra estremità, arrivando già dal terreno, raggiungerà il fondo dell'inverter in aria libera;

Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Alluminio, tipo ARG16R16; la configurazione prevista in questa fase di progettazione definitiva è la seguente:

$$2 \times (1 \times 240 \dots 400) \text{ mm}^2$$

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potranno essere ottimizzate le configurazioni cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche del cavo selezionato e un estratto delle sezioni tipo dei cavidotti:

ARG16R16		
<b>Tratta</b>	Inverter - SB	
<b>Conduttore</b>	Alluminio - rigida	
<b>Isolante</b>	HEPR di qualità G16	
<b>Guaina esterna</b>	PVC	
<b>Temperatura minima di posa</b>	[°C]	0
<b>Temperatura massima di esercizio</b>	[°C]	90
<b>Tensione di isolamento U0 - AC</b>	[V]	600
<b>Tensione di isolamento U - AC</b>	[V]	1000
<b>Sezione Minima*</b>	[mm <sup>2</sup> ]	240
<b>Sezione Massima*</b>	[mm <sup>2</sup> ]	400
<b>Portata corrente per Sezione Minima*</b>	[A] @ interrato a 20 °C	432
<b>Portata corrente per Sezione Massima*</b>	[A] @ interrato a 20 °C	549

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 600 a 1'500mm (a seconda del numero di cavi DC da posizionare) e profonda 1'000mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
  - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
  - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi SB e corrugati in base alla specificità di ogni tratta, dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi BT-CC Power opportunamente distanziati tra di loro (125mm);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;

Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

### CAVIDOTTO CC-POT Dxx

(xx numero dei circuiti CC)

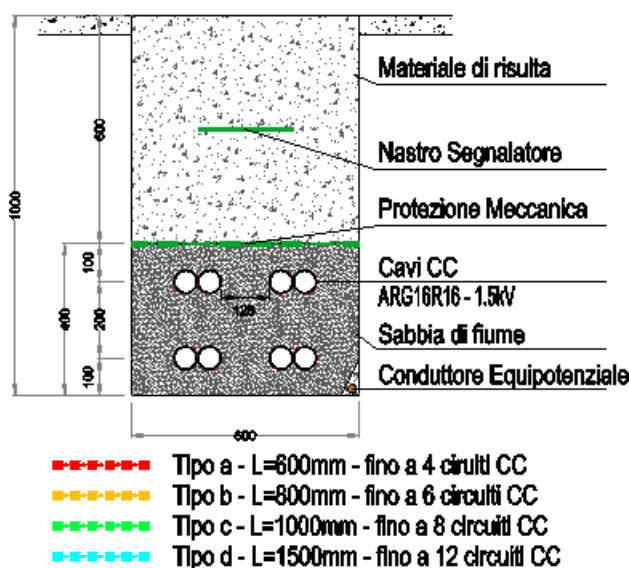


Figura 7 - modalità di installazione cavi String box

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.2 Cavi in corrente alternata (MT)

I cavi in Media Tensione sono necessari per collegare in parallelo le varie cabine di trasformazione sparse per il Campo Fotovoltaico fino a raggiungere le 3 Cabine Locale Utente-Produttore interne al campo FV (una per ogni impianto costituente il lotto di impianti).

La Media Tensione verrà esercita con un Sistema Trifase Isolato 3F, a tutti gli effetti un sistema IT. In accordo con il Sistema Normativo Internazionale, il funzionamento in IT:

- prevede tutte e tre le fasi (U-V-W) NON connesse a terra in nessun punto ed in nessun caso;
- prevede un coordinamento tra le protezioni di fase e di neutro, in modo che il cavo risulti sempre protetto.

È stata scelta una tipologia di cavo in funzione del tipo di collegamento da effettuare cavo tipo ARE4H5EX per i collegamenti di distribuzione radiali di campo fino alla cabina Utente-Produttore.

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti a trifoglio nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi MT) in entrata/uscita nel tratto di collegamento tra pozzetto e cabine di trasformazione e/o cabina MT di SE Utente Produttore; arrivando in fondazione già sottoterra, raggiungerà il fondo dei quadri MT in aria libera.

Nelle distribuzioni secondarie saranno previste le seguenti configurazioni:

Collegamento cabina utente - cabine di trasformazione → 3// (1x185) mm<sup>2</sup>  
 Collegamento cabine di trasformazione x.1 e x.2 → 3// (1x95) mm<sup>2</sup>

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potranno essere ottimizzate le configurazioni cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento e della corrente da trasportare.

Si rimanda allo schema unifilare per maggiori dettagli riguardo ai collegamenti.

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

<b>Modello</b>	ARE4H5EX
<b>Conduttore</b>	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
<b>Isolante</b>	HPTE (elastomero termoplastico)
<b>Guaina</b>	Polietilene
<b>Temperatura di esercizio</b>	0 – 105°C
<b>Tensione nominale U<sub>o</sub>/U (Um)</b>	12/20 (24) kV
<b>Sezione conduttore</b>	95 / 185 mm <sup>2</sup>
<b>Portata corrente [A]</b>	A trifoglio elicordato direttamente interrato: 95 mm <sup>2</sup> : 252 A 185 mm <sup>2</sup> : 368 A

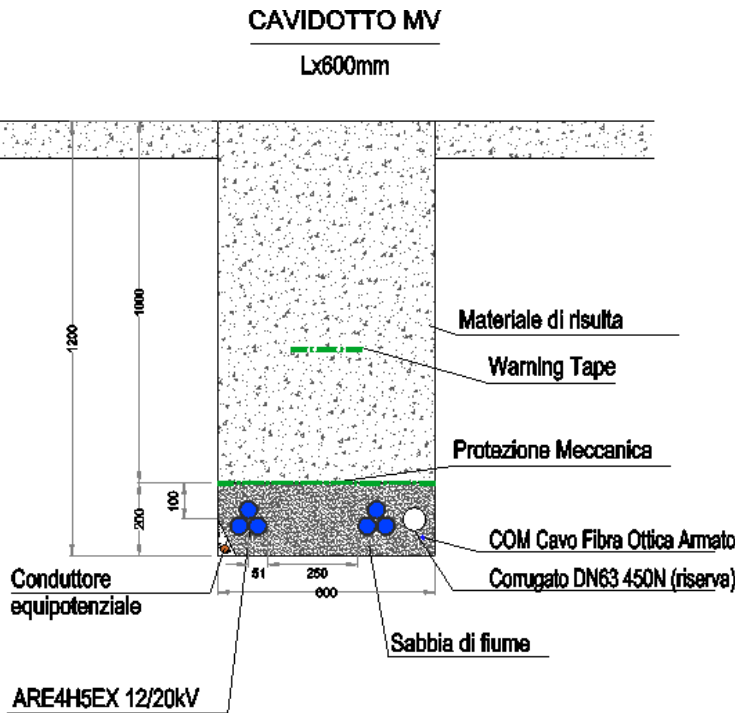
00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga 600 e profonda 1'200mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
  - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
  - uno spessore pari a circa 100mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta; dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi MT opportunamente distanziati tra di loro (250mm);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

In talune sezioni il cavidotto potrà essere allargato per evitare che i cavi siano troppo vicini.



00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.4.3 Altri cavi

Di seguito l'indicazione delle caratteristiche degli altri cavi previsti all'interno dell'Impianto Fotovoltaico.

#### 2.4.3.1 Cavi nella Cabina di Trasformazione MT/BT

La cabina di trasformazione MT/BT è quell'insieme di componenti atti a rendere disponibile l'energia prodotta da un certo numero di inverter in Media Tensione. I componenti principali sono:

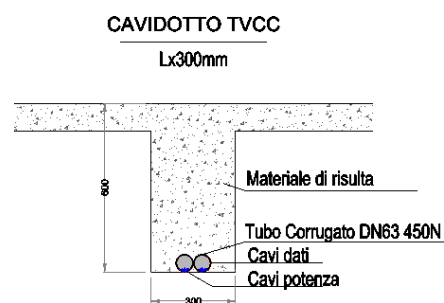
- Inverter centralizzato, ovvero la macchina elettrica che effettua la conversione dell'energia prodotta da corrente continua ad alternata;
- Trasformatore MT/BT, ovvero la macchina elettromeccanica che trasforma l'energia resa disponibile nell'inverter da Bassa a Media Tensione;
- QMT (Quadro Media Tensione), ovvero il quadro che rende disponibile i cavi MT per la distribuzione MT.

La fornitura ed il dimensionamento dei cavi elettrici all'interno di ogni cabina sono da considerarsi come inclusi nella fornitura della cabina di trasformazione.

#### 2.4.3.2 Cavi di sicurezza e sorveglianza

Il sistema di sicurezza e videosorveglianza utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione (*motion detection* con illuminazione IR notturna);
- Telecamere tipo DOME nei punti strategici ed in corrispondenza delle cabine di trasformazione;
- Sistema di illuminazione da utilizzare come deterrente (nel caso il *motion detection* rilevi un'intrusione, l'illuminazione relativa a quella zona viene attivata).



#### 2.4.3.3 Cavi Dati

I cavi dati sono i cavi di trasmissione di tutti i dati dei vari sistemi.

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata (tipicamente <100m);
- cavo in fibra ottica, per tratti di cavo più lunghi.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3 Verifiche di coordinamento

#### 3.1 Condizioni Ambientali

La verifica del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico dipende inevitabilmente dalla definizione delle condizioni ambientali dell'area dove sorgerà l'impianto fotovoltaico.

Il sito di realizzazione dell'impianto presenta un'altitudine di pochi metri sopra il livello del mare, per cui elettricamente è una zona standard e non sottoposta ad alcuna limitazione di caratteristiche dielettriche limitate a causa dell'altitudine.

A causa della vicinanza al mare dovrà invece essere considerato l'ambiente salino, ma questo avrà un impatto sulle strutture di sostegno dei moduli e solo sulle connessioni.

Ai fini del dimensionamento dei componenti d'impianto e dei cavi elettrici, si considera il seguente intervallo di temperature ambiente:

*intervallo temperature ambiente di funzionamento*  $\rightarrow +10 \dots +50^{\circ}\text{C}$

Ai fini del dimensionamento dei componenti d'impianto e dei cavi elettrici DC, la corrente dovrà essere considerato il seguente intervallo di temperature di cella fotovoltaica:

*intervallo temperature di cella FV di funzionamento*  $\rightarrow +10 \dots +60^{\circ}\text{C}$

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.2 Coordinamento Elettrico Lato CC

L'elemento di partenza per il coordinamento lato DC è il modulo fotovoltaico, i cui dati elettrici riportati alle condizioni STC\* sono:

Datasheet modulo		TSM-DE21 665Wp	
Lato DC	UDM	Valori da datasheet	coef correttivo
Pannello		STD	%/°C
P	[Wp]	665	-0,34
V <sub>OC</sub>	[V]	46,1	-0,25
V <sub>MPP</sub>	[V]	38,2	
I <sub>SC</sub>	[A]	18,62	0,04
I <sub>MPP</sub>	[A]	17,55	
Efficienza modulo STC	[%]	21,6	
Temperatura di funzionamento	[°C]	-40 +85	

Tabella 6 - Datasheet modulo FV

Si procede quindi con il calcolo dei parametri elettrici del modulo FV in funzione delle condizioni dichiarate nel paragrafo precedente.

Tabella 7 - Condizioni di dimensionamento e funzionamento

Condizioni di dimensionamento		TSM-DE21 665Wp
V <sub>OC</sub>	[V] @ -10°C	50,13
I <sub>SC</sub>	[A] @ 60°C	18,88
Condizioni di funzionamento		TSM-DE21 665Wp
V <sub>MPP</sub>	[V] +10...60°C	39,63...34,875
I <sub>MPP</sub>	[A] +10...60°C	17,44...17,80

La tensione di esercizio di un impianto FV lato corrente continua è soggetta a variazioni che sono funzione dell'irraggiamento e della regolazione dell'inverter il quale impone una tensione di esercizio in ricerca del punto di massima resa (MPP *Maximum Power Point*). Al fine del dimensionamento e delle condizioni di esercizio si utilizza quindi la tensione di isolamento.

Il fusibile di protezione per ogni stringa è correttamente dimensionato, infatti:

$$18,88 \times 1,25 = 23,6A < 30A \text{ OK } \checkmark$$

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Si procede con la verifica della tensione di isolamento lato DC secondo la temperatura di dimensionamento indicata in precedenza:

Tabella 8 – Coordinamento tensioni di isolamento

Lato DC		Verifica di tensione TSM-DE21 665Wp		
Stringa	UDM	Lato DC	A circuito aperto	Alla max potenza
Nr <sub>pannelli</sub>	[nr]	27		
V <sub>OC-stringa</sub>	[V]	1'353,61		
V <sub>MPP-stringa</sub>	[V]	941...1'070		
V <sub>isolamento-modulo</sub>	[V]	1.500	SI	SI
V <sub>isolamento-string box</sub>	[V]	1.500	SI	SI
V <sub>isolamento-cavi</sub>	[V]	1.800	SI	SI

Come per il caso della tensione anche la corrente di esercizio risulta variabile. Si procede quindi con la verifica della corrente di corto circuito lato DC secondo la temperatura di dimensionamento indicata in precedenza:

Tabella 9 - Coordinamento protezioni di intervento

Lato DC		Verifica di corrente TSM-DE21 665Wp	
inverter	UDM		
Nr <sub>max stringhe per String Box</sub>	[nr]	21	
Condizioni di guasto			
I <sub>sc max-String Box</sub>	[A]	400	
I <sub>SC max String Box</sub>	[A]	396,48	SI
Condizioni di funzionamento			
I <sub>max String Box</sub>	[A]	400	
I <sub>max String Box funzionamento</sub>	[A]	373,8	SI

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.3 Coordinamento Elettrico Lato CA

I dati elettrici relativi alle condizioni di esercizio lato AC rispettano il coordinamento tra i vari componenti d'impianto; allo stesso modo sono rispettati i valori di portata di corrente oltre che i rapporti di potenza e tensione. Nel presente paragrafo si riportano le informazioni generiche riguardanti la cabina di trasformazione in quanto il coordinamento della componentistica in oggetto è responsabilità del produttore della stessa. La cabina è composta da due inverter centralizzati del produttore Gamesa:

Tabella 10 - Datasheet singolo inverter centralizzato

Datasheet inverter		
Inverter	UDM	
$P_{\max \text{ inverter}}$	[kW]	2'933
$V_{\text{nom inverter}}$	[V]	650
$I_{\text{inverter}}$	[A]	2'500

In riferimento al trasformatore MT/BT:

Tabella 11 - Datasheet trasformatore

Datasheet trasformatore		
	UDM	
$P_{\text{trasformatore totale}}$	[kVA]	2'640
$V_{\text{MT trasformatore}}$	[V]	20'000
$V_{\text{BT trasformatore}}$	[V]	650
$V_{\%}$		8,3%
$I_{\text{nom - trasformatore MT}}$	[A]	76,2
$I_{\text{nom - trasformatore BT}}$	[A]	2'344,9
$I_{\text{SC - trasformatore BT}}$	[A]	28'252

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4 Verifica cavi elettrici

Questo capitolo è dedicato alla verifica della correttezza della tipologia di cavo scelto, verificando per ogni tipologia di cavi e per ogni tratta:

- Verifica portata corrente e coordinamento protezioni;
- Verifica caduta di tensione;
- Verifica tenuta al corto circuito;
- Verifica delle perdite.

### 4.1 Cavi di Corrente Continua

I cavi in corrente continua da verificare sono di due tipologie: cavi di stringa e cavi di SB.

#### 4.1.1 Tensione di esercizio

In merito alla tensione, il lato continua di un Impianto di Generazione Fotovoltaico ha un valore di tensione di esercizio variabile, a seconda dell'irraggiamento e della regolazione dell'inverter, che impone la tensione di esercizio in ricerca del punto di massima (MPP) o, in rarissimi casi, impone una tensione di esercizio che mantenga in uscita (lato CA) un valore imposto di potenza.

Per conoscere i valori di riferimento di tensione bisogna quindi fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; per cui il valore di riferimento della tensione è pari a:

$$V_e = 1'500 \text{ V}$$

#### 4.1.2 Corrente di esercizio

In merito alla corrente, analogamente a quanto descritto nel paragrafo precedente, bisogna fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; in accordo con le Norme di riferimento, la corrente di dimensionamento è pari alla corrente di corto circuito a 60°C di temperatura di cella, per cui il valore di riferimento della corrente è pari a:

$$I_N = 17,80 \text{ A}$$

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.3 Corrente di Stringa – DC-STR – Verifiche

##### 4.1.3.1 Corrente di Stringa - Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi in Corrente Continua sono:

- in aria, nei tratti lungo la struttura fotovoltaica di sostegno dei moduli fotovoltaici, con più circuiti;
- all'interno di tubo corrugato nei tratti sotterranei per il collegamento tra diverse file strutture fotovoltaiche, con più circuiti.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi in aria	Cavi in Tubo Corrugato interrato
Temperatura $\rightarrow k_1 = 1$	Temperatura $\rightarrow k_1 = 1$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a contatto $\rightarrow k_2 = 0,80$	Tipo di posa: più circuiti per tubo in aria $\rightarrow k_2 = 0,5$
	profondità = 0,7m $\rightarrow k_3 = 1$
	resistività terreno = 1,0 °K x m/W $\rightarrow k_4 = 1,18$
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$
<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_5 = 0,8</math></b>	<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,59</math></b>

(\*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

È evidente che la condizione peggiorativa sia il tratto in cui i cavi sono posizionati all'interno del tubo corrugato: la verifica della portata di corrente deve essere fatta considerando questa condizione peggiorativa: verrà quindi considerato il fattore  $k_{TOT} = 0,59$ .

**La verifica ha esito positivo per ogni tratta della condizione:**

$$I_N < I_Z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_Z$  è la portata del cavo.

Facendo riferimento alla configurazione cavi riportata in relazione tecnica impianto e nello schema unifilare, e al valore di portata lorda dei cavi (portata in aria libera), riportato nel *datasheet* in appendice, di seguito la tabella riassuntiva di verifica portata di corrente.

(unità di misura:  $I_N$ ,  $I_Z$  e la portata lorda sono espresse in A, la configurazione cavi è espressa in mm<sup>2</sup>)

$I_N$	Configurazione Cavo	Potata lorda	$k_{tot}$	$I_Z$	Verifica
17,80	2//(1x6)	70	0,59	41,3	OK

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



#### 4.1.3.2 Corrente di Stringa - Coordinamento Protezioni

Ogni cavo di corrente continua sarà protetto direttamente da una coppia di fusibili direttamente installati all'interno del SB, uno collegato in serie al polo positivo, uno in serie al polo negativo. I fusibili selezionati sono di taglia uguale per ogni stringa:

$$I_{FUS} = 30A - \text{tipo gPV, 1'500V}$$

Il fusibile è un organo di protezione termico, il cui valore di intervento (e conseguente apertura del circuito) dipende dal fattore di declassamento per temperatura ambiente. Dato che il fusibile è all'interno del quadro SB, installato all'estero e con grado di protezione pari a IP65, si calcola la corrente reale di intervento del fusibile pari a

$$I_{PROT} = 30A \times 0,8 = 24A$$

**La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale di stringa, pari a 17,80A;
- $I_r$  è la corrente di protezione, appena calcolata, pari a 24A;
- $I_z$  è la corrente del cavo selezionato, calcolata nel precedente paragrafo, pari a 41,3.

Nel presente caso si ha:

$$17,80 < 24 < 41,3$$

**La portata di corrente e la verifica coordinamento di protezioni di tutte le linee è verificata. OK** 

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.3.3 Corrente di Stringa - Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{n \times I_e \times L \times r}{V_e}$$

dove:

- n una costante che dipende dal sistema di distribuzione, che nel caso di corrente continua è pari a 2;
- $I_e$  è la corrente della singola stringa, che non può essere la corrente di dimensionamento, ma quella di funzionamento a massima potenza, pari a 17,80A;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, data dalla somma del cavo di stringa con i cavi di modulo:
  - o il cui computo è riassunto per campo nella tabella seguente:

Stringhe	L tot collegamento [m]	L media tratta [km]	L MAX [m]
998	10...100	~0,065	~0,110

al fine della verifica del valore della caduta di tensione verrà considerato il valore di lunghezza cavi media e massima, quindi pari rispettivamente a 65 e 100m;

- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con *datasheet* pari a 3,39  $\Omega/\text{km}$ ;
- $V_e$  è la tensione di esercizio della stringa, che come spiegato è variabile durante l'esercizio; si considera il valore di MPP, quindi pari a  $V_{\text{MPP}} = 941...1'070\text{V}$ , ipotizzato 1'070V per il calcolo preliminare della caduta di tensione.

Si può quindi applicare la formula del calcolo della caduta di tensione media:

$$\Delta v\%_{\text{media}} = \frac{2 \times 17,8 \times 0,065 \times 3,39}{1'070} = 0,73\%$$

Si può quindi applicare la formula del calcolo della caduta di tensione massima:

$$\Delta v\%_{\text{media}} = \frac{2 \times 17,8 \times 0,100 \times 3,39}{1'070} = 1,13\%$$

Il valore di caduta di tensione per ogni sezione è limitato dalle Norme ed il valore limite è pari al 3%, per cui:

$$\Delta v\%_{\text{MAX}} = 1,13\% < 3\%$$


**Il dimensionamento del cavo CC rispetta le condizioni di massima caduta di tensione della tratta. OK** 

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.3.4 Corrente di Stringa - Verifica Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{k_c}$$

Il funzionamento della sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico prevede una corrente di corto circuito pari a 17,8A e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti. **OK** 

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.4 Corrente di String Box– DC-POW – Verifiche

##### 4.1.4.1 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi in Corrente Continua SB sono:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, in formazione in piano;
- all'interno di tubo corrugato per brevi tratti di raccordo (un tubo per cavi SB), in uscita dallo SB per entrare nel terreno ed in ingresso inverter - cabina di trasformazione MT/BT.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Temperatura $\rightarrow k_1 = 1$	Temperatura $\leq 45 \rightarrow k_1 = 0,87$
Tipo di posa: cavi disposti su 2 piani, fino a 4 circuiti per piano a distanza 125mm $\rightarrow k_2 = 0,70$	Tipo di posa: un circuito per tubo in aria $\rightarrow k_2 = 0,80$
profondità = 0,7m $\rightarrow k_3 = 1$	
resistività terreno = $1,0 \text{ }^\circ\text{K} \times \text{m/W} \rightarrow k_4 = 1,18$	
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$
<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,826</math></b>	<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,7</math></b>

(\*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

Applicando al valore di corrente, l'indicazione fornita dal costruttore a seconda che sia direttamente interrata (300mmq 454A) o in aria (300mmq 567A), calcoliamo la condizione peggiorativa:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Portata Cavo interrato Lorda = 454A	Portata Cavo in aria Lorda = 567A
$k_{TOT} = 0,826$	$k_{TOT} = 0,7$
<b>Portata Cavo Netta = 375,0A</b>	<b>Portata Cavo Netta = 396,9A</b>

La condizione peggiorativa è quindi della tratta in cavo direttamente interrato.

La verifica ha esito positivo per ogni tratta della condizione:

$$I_N < I_Z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere (fino a 20 stringhe);
- $I_Z$  è la portata del cavo.

$I_N$	Configurazione Cavo	$I_Z$	Verifica
350A	2//(1x300)	375,0	OK

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.4.2 Coordinamento Protezioni

Ogni cavo di corrente continua sarà protetto direttamente da una coppia di fusibili direttamente installati all'interno dell'inverter, uno collegato in serie al polo positivo, uno in serie al polo negativo. I fusibili selezionati sono di taglia uguale per ogni stringa:

$$I_{FUS} = 400A - 1'500V$$

Il fusibile è un organo di protezione termico, il cui valore di intervento (e conseguente apertura del circuito) dipende dal fattore di declassamento per temperatura ambiente. Dato che il fusibile è all'interno dell'inverter, installato all'esterno e con grado di protezione pari a IP54, si calcola la corrente reale di intervento del fusibile pari a

$$I_{PROT} = 400A \times 0,9 = 360A$$

**La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale di stringa;
- $I_r$  è la corrente di protezione, appena calcolata, pari a 360A;
- $I_z$  è la corrente del cavo selezionato, calcolata nel precedente paragrafo, pari a 375,0.

Nel presente caso si ha:

$$350 < 360 < 375,0$$

**La portata di corrente e la verifica coordinamento di protezioni di tutte le linee è verificata. OK** 

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.4.3 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{n \times I_e \times L \times r}{V_e}$$

dove:


- $n$  una costante che dipende dal sistema di distribuzione, che nel caso di corrente continua è pari a 2;
- $I_e$  è la corrente del singolo SB, da determinare come multiplo della corrente di stringa, in base al numero di stringhe collegate (nel presente caso 20 stringhe, per cui 350,0A);
- $L$  è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, computata per ogni singolo SB;
- $r$  è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con *datasheet* pari a  $0,1\Omega/\text{km}$  @20°C che riportati a 60°C diventa pari a  $0,115\Omega/\text{km}$ ;
- $V_e$  è la tensione di esercizio dello SB, che come spiegato è variabile durante l'esercizio; si considera il valore di MPP, quindi pari a  $V_{MPP} = 941...1'070\text{V}$ , ipotizzato  $1'070\text{V}$  per il calcolo preliminare della caduta di tensione.

Si faccia riferimento alla tabella di calcolo della caduta di tensione e perdite su ogni singola tratta riportata alla fine della presente relazione, dove sono evidenziate in rosso, giallo, verde le tratte con lunghezze superiori rispettivamente a 300, 400, 500m, che identificano valori puntuali di caduta di tensione alti che andranno attenzionati durante la fase costruttiva. Si consideri che:

- la lunghezza media della connessione è pari a 145m;
- la lunghezza più corta della connessione è pari a 7m;
- la lunghezza più lunga della connessione è pari a 420m.

Dal risultato del calcolo della caduta di tensione si ottiene una media pari a:

$$\Delta V\%_{\text{media}} = 1,04\%$$

**Il dimensionamento del cavo CC rispetta le condizioni di massima caduta di tensione della tratta. Per un'analisi più dettagliata si dovrà fare riferimento al progetto esecutivo. OK **

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.4.4 Verifica Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{k_c}$$

Il funzionamento della sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico prevede una corrente di corto circuito pari a 350,0A e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.2 Cavi in Media Tensione

I cavi in Media Tensione sono necessari per portare l'energia prodotta dalle Cabine di Trasformazione alla Cabina smistamento di campo (CS) ed infine alla cabina di SE Utente-Produttore.

### 4.2.1 Tensione di esercizio

La tensione di esercizio della rete di Media Tensione del presente impianto è 20'000V.

La variazione di tensione di rete ammessa su Media Tensione è 95%  $V_N$  ... 105%  $V_N$ , per cui i valori di riferimento della tensione di esercizio sono:

$$V_e = 20'000 \text{ V, con intervallo funzionamento su rete MT tra } 19'000 \text{ e } 21'000 \text{ V}$$

### 4.2.2 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

La corrente nominale di ogni singola tratta è determinata dalla potenza trasmessa, che in prima approssimazione equivale a dire il numero di inverter che è l'elemento generatore sottesi alla singola tratta.

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi di Media Tensione sono:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, in formazione a trifoglio;
- all'interno di tubo corrugato agli estremi (un tubo per terna cavi inverter), in ingresso ed in uscita dalle varie cabine di collegamento.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Temperatura $\rightarrow k_1 = 1$	Temperatura $\leq 45^\circ\text{C} \rightarrow k_1 = 0,87$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a distanza 250mm $\rightarrow k_2 = 0,73$	Tipo di posa: più circuiti per tubo in aria $\rightarrow k_2 = 0,80$
profondità = 1m $\rightarrow k_3 = 0,96$	
resistività terreno = $1,5^\circ\text{K} \times \text{m/W} \rightarrow k_4 = 1,18$	
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 0,95$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 0,95$
<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,78</math></b>	<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,66</math></b>

(\*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a  $60^\circ\text{C}$ , per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

Si determina ora la condizione peggiorativa prendendo ad esempio il cavo da  $185\text{mm}^2$ , seguendo l'indicazione fornita dal costruttore a seconda che sia direttamente interrata o in tubo, calcoliamo la condizione peggiorativa:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Portata Cavo interrato Lorda = 368A	Portata Cavo in aria Lorda = 421A
$k_{TOT} = 0,78$	$k_{TOT} = 0,66$
<b>Portata Cavo Netta = 287,0A</b>	<b>Portata Cavo Netta = 227,7A</b>

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



La condizione peggiorativa è quindi della tratta in tubo corrugato, che verrà verificata per ogni tipologia di cavo e di collegamento.

**La verifica ha esito positivo per ogni tratta se:**

$$I_N < I_Z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_Z$  è la portata del cavo.

#### 4.2.2.1 Coordinamento Protezioni

Nella sezione di verifica della portata di corrente, dovrà essere verificato anche il coordinamento protezioni.

Il criterio per il settaggio delle protezioni lato MT è il seguente:

Protezione linee radiali MT	Relè di protezione elettronica
51>	$\rightarrow I \geq 1,05 I_N \quad t=1s$
51>>	$\rightarrow I \geq 3 I_N \quad t=430ms$
51>>>	$\rightarrow I > 5 I_N \quad t=100ms$

**La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**

$$I_N < I_r < I_Z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_r$  è la corrente regolata, ovvero settaggio della protezione 51>;
- $I_Z$  è la corrente del cavo, ovvero quella calcolata con la portata del cavo.

**Per tutte le tratte esercite in media tensione la portata del cavo è notevolmente superiore rispetto alla corrente nominale. Per un'analisi più dettagliata si dovrà fare riferimento al progetto esecutivo.**

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.2.3 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{\sqrt{3} \times I_N \times L \times (r \times \cos \phi + x \times \sin \phi)}{V_e}$$

dove:

- $I_N$  è la corrente di riferimento per la tratta, calcolata come multiplo della corrente di ogni cabina;
- $L$  è la lunghezza della tratta, espressa in km, ricavata dal layout;
- $r$  è la resistenza specifica, espressa in  $\Omega/\text{km}$ , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- $x$  è la reattanza specifica, espressa in  $\Omega/\text{km}$ , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- $\cos \phi$  è il fattore di potenza del carico, posto pari a 0,99 per il tratto MT;
- $\sin \phi$  si deriva dal fattore di potenza, posto pari a 0,14 per il tratto MT;
- $V_e$  è la tensione di esercizio, pari a 20'000V.

Dovrà essere calcolata la caduta di tensione di ogni singola linea MT, ovvero dalla cabina SSE all'ultima cabina di trasformazione di ogni linea radiale, sommando i vari contributi di ogni tratta che costituisce la linea MT.

In questa sezione si verificano i tratti di distribuzione MT.

**Per tutte le tratte esercite in media tensione la caduta di tensione rientra entro la prescrizione normativa che impone che sia inferiore al 3%. Per un'analisi più dettagliata si dovrà fare riferimento al progetto esecutivo.**

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.2.4 Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K_c}$$

dove:

- $I_{cc}$  è la corrente di corto circuito sulla tratta in analisi, considerati i dati di targa, abbiamo un massimo pari a 12,5kA, dato reso noto direttamente da e-Distribuzione per il punto di consegna;
- $t$  è il tempo di estinzione del guasto, pari a 340ms, dato reso noto direttamente da e-Distribuzione per il punto di consegna;
- $K_c$  è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore, dal materiale isolante e dal tipo di conduttore utilizzato; nel presente caso pari a 116.

**La verifica della tenuta al corto circuito ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**

$$S_{\text{tratta}} > S_{\min}$$

Tutte le linee hanno l'ultimo tratto di alimentazione di una singola cabina di trasformazione in configurazione 3//((1x95) mm<sup>2</sup>, che è quindi la sezione minima di ogni tratta.

Si può quindi applicare la formula di verifica di tenuta all'energia passante:

$$S_{\min} = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K_c} = \frac{12'500 \times \sqrt{0,340}}{116} = 62,8 \text{ mm}^2$$

e quindi:

$$S_{\text{tratta}} = 95 > 62,8 = S_{\min}$$

**Il cavo è in grado di supportare l'energia passante di corto circuito in ogni sua tratta. OK** 

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 4.3 Verifica Perdite

La perdita di potenza su ogni tratta d'impianto si dimostra essere numericamente uguale alla caduta di tensione; ovviamente data la stessa temperatura di esercizio. Di seguito si dimostra l'uguaglianza tra la caduta di tensione e le perdite in termini di potenza per un sistema trifase, analogamente questo è valido per un sistema in Corrente Continua. Si definisce:

- $I_n$  corrente nominale della tratta;
- $L$  lunghezza della tratta;
- $r$  resistenza specifica del conduttore;
- $V_n$  tensione concatenata (tensione utilizzata per i sistemi trifase e riportata nei *datasheet*);
- $V_t$  tensione di fase (rispetto a terra);
- $P_n$  potenza attiva nominale in uscita (ad esempio dall'inverter).

Note le formule:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times I_n \times L \times r}{V_n}$$

$$\Delta P\% = \frac{3 \times I_n^2 \times L \times r}{P_n}$$

Dove:

$$P_n = 3 \times V_t \times I_n = \sqrt{3} \times V_n \times I_n$$

Quindi:

$$\Delta P\% = \frac{3 \times I_n^2 \times L \times r}{\sqrt{3} \times V_n \times I_n} = \frac{\sqrt{3} \times I_n \times L \times r}{V_n} = \Delta V\%$$

**Si è quindi dimostrata l'uguaglianza tra la perdita di potenza e la caduta di tensione.**

00	24-02-2026	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione