

# REGIONE CAMPANIA

## PROVINCIA DI CASERTA

### COMUNE DI GRAZZANISE

## PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO - FOTOVOLTAICO

REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO PER  
LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE  
FOTOVOLTAICA E PER LA PRODUZIONE AGRICOLA  
DELLA POTENZA DI 21,5 MWp E DELLE RELATIVE  
OPERE CONNESSE E DI CONNESSIONE ALLA RETE

DESCRIZIONE ELABORATO RELAZIONE SPECIALISTICA D'IMPIANTO	Livello Progetto <b>PD</b>		Codice Elaborato <b>RS007</b>
	Scala	Formato stampa <b>A4</b>	Codice Progetto <b>ITA10137</b>
PROGETTAZIONE e SVILUPPO		Proponente:	
 MR WIND S.r.l. Via Alessandro Manzoni n.31 - 84091 Battipaglia (SA)		 Vespera Development 01 S.r.l. Via Armando Diaz n.74/A - 74023 Grottaglie (TA)	
 TECNICO Ing. Giuseppe Calabrese		 TECNICO Ing. Giovanni Savarese	

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	VERIFICATO
00		-----		
01				
02				
03				

## Sommario

1	Descrizione Dell'impianto E Caratteristiche Dimensionali E Strutturali.....	2
1.1	Generalità .....	2
1.2	Layout D'impianto.....	2
2	Caratteristiche Tecniche .....	3
3	Sicurezza Elettrica .....	9
3.1	Protezione Dalle Sovracorrenti.....	9
3.2	Protezione Contro I Contatti Diretti.....	10
3.3	Protezione Contro I Contatti Indiretti .....	10
4	Collegamento Alla Rete Trasmissione Nazionale.....	11
5	Cabina Primaria.....	12
6	Gestione Impianto .....	12
7	Caratteristiche Dei Collegamenti Mt.....	12
8	Campi Elettromagnetici Delle Opere Connesse .....	14
9	Protezione Contro Le Scariche Atmosferiche .....	17

## 1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI

### 1.1 Generalità

La Società VESPERA DEVELOPMENT 01 S.r.l., titolare del progetto, si propone di realizzare un impianto agro-fotovoltaico, per sé stessa con consegna alla rete dell'energia prodotta, curando in proprio tutte le attività necessarie. La società proponente intende realizzare nel comune di Grazzanise (CE) un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica. L'impianto che la Società presenta in autorizzazione è composto da:

- Campo agro-fotovoltaici, sito nel comune di Grazzanise (CE);
- Cabina primaria nel comune di Cannello e Arnone (CE);
- Cavidotti di collegamento MT e relative aree di consegna siti nel comune di Grazzanise e di Cannello e Arnone (CE).

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto da 21.561,12 kWp circa per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, opere di connessione e infrastrutture annesse da cedere alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) secondo quanto previsto dalla Legge 9/91 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" e successive disposizioni legislative in materia tariffaria, in particolare dal D. Lgs 16 marzo 1999, n° 79 (decreto Bersani).

L'impianto, denominato "FV\_GRAZZANISE", è di tipo ad inseguitore monoassiale, connesso alla rete (grid-connected). Si tratta di un impianto con sistema ad inseguitore solare monoassiale, con allineamento dei moduli in direzione nord-sud e tilt di est-ovest variabile da -55° a +55° sull'orizzontale, montati su apposite strutture metalliche.

### 1.2 Layout d'impianto

L'impianto agro-fotovoltaico prevede i seguenti elementi:

- 491 strutture bi stringa di lunghezza 37,97 m ciascuna e costituita da 56 moduli (ovvero 2x28 moduli) e 134 strutture di lunghezza 18,96 m (ovvero 28 moduli), su cui verranno installati i moduli fotovoltaici Canadian solar monocristallino bifacciale da 690 Wp e una potenza complessiva installata di circa 21.561 kWp.
- N. 5 cabine di campo di tipo SANTERNO SUNWAY PCU 4000C;
- Viabilità interna al parco per le operazioni di costruzione e manutenzione dell'impianto e per il passaggio dei cavidotti interrati;
- Aree di stoccaggio materiali posizionate in diversi punti del parco, le cui caratteristiche (dimensioni, localizzazione, accessi, etc) verranno decise in fase di progettazione esecutiva;
- Cavidotto interrato di collegamento tra la cabina di consegna e quella primaria;
- Rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati via modem o tramite comune linea telefonica.

## 2 CARATTERISTICHE TECNICHE

### Moduli Fotovoltaici

Il dimensionamento di massima sarà realizzato con un modulo fotovoltaico composto da 132 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino ad alta efficienza e connesse elettricamente in serie, per una potenza complessiva di 690 Wp. L'impianto sarà costituito da un totale di 31.248 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 21.561,12 kWp.

Le caratteristiche principali della tipologia di pannelli scelti sono riportate nel seguente datasheet:



**NEW**

**CanadianSolar**

**HiKu7 Mono PERC**  
**640 W ~ 670 W**  
**CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS**

**MORE POWER**

- 670 W Module power up to 670 W  
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 3.5 % lower LCOE  
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Better shading tolerance

**MORE RELIABLE**

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

**12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\***

**25 Years Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2015 / Quality management system  
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
 ISO 45001:2018 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA  
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Sede: Via A. Manzoni, 31 – 84091 Battipaglia (SA)  
[www.mrwind.it](http://www.mrwind.it) [www.mrwind.eu](http://www.mrwind.eu) [info@mrwind.it](mailto:info@mrwind.it)



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL))						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	480 W	484 W	487 W	491 W	495 W	499 W	502 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.2 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.72 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A	13.83 A	13.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.2 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.83 A	14.86 A	14.89 A	14.93 A	14.96 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 35 mm (93.9 × 51.3 × 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.  
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

June 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.4\_EN

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Sede: Via A. Manzoni, 31 – 84091 Battipaglia (SA)  
[www.mrwind.it](http://www.mrwind.it) [www.mrwind.eu](http://www.mrwind.eu) [info@mrwind.it](mailto:info@mrwind.it)

## Inverter

L'inverter è una parte fondamentale per il funzionamento dell'intero impianto, trattandosi di un apparato in grado di convertire la corrente continua in ingresso e prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata (in uscita). Tale apparato elettronico è contenuto all'interno delle Power Conversion Unit (PCU) insieme ai trasformatori, quadri di media tensione e sistemi accessori. Le Power Conversion Unit saranno n° 5 del tipo centralizzato marca SANTERNO. Per ogni inverter verranno collegate le stringhe di moduli fotovoltaici, per una determinata potenza in ingresso. Nelle power stations tramite degli inverter avviene la trasformazione della corrente continua generata dai moduli fotovoltaici in corrente alternata in bassa tensione (BT).

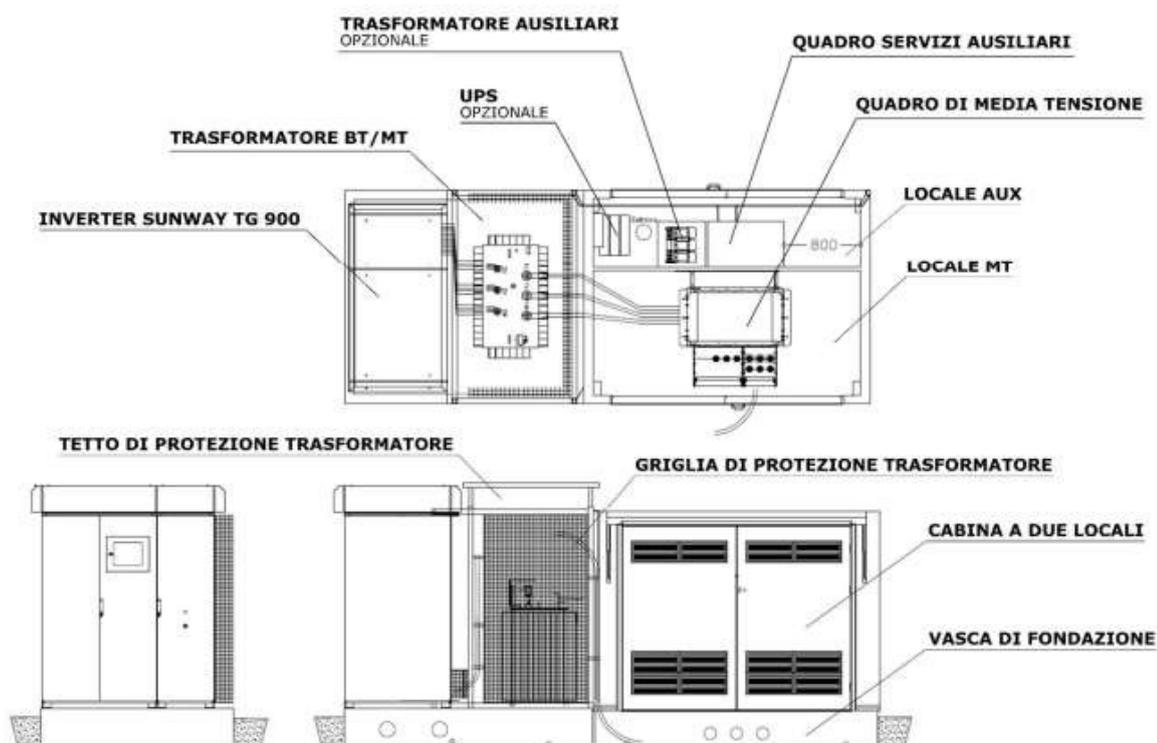
I percorsi dei cavidotti delle linee BT e MT sono interni all'impianto agro-fotovoltaico, mentre il cavidotto a 36.000 V (di collegamento alla rete) passa a lato della viabilità provinciale e comunale esistenti fino alla nuova cabina primaria.



## Centro Inverter-Trasformatore

Le power stations SANTERNO, modello SUNWAY PCU 4000C verranno posizionate in maniera tale da minimizzare i percorsi dei cavi in DC e, conseguentemente, minimizzare le perdite. Le power stations SANTERNO sono realizzate mediante l'utilizzo di una struttura monoblocco prefabbricata e vengono trasportate ed installate in cantiere su una base di cemento armato in caso di installazioni outdoor, rispettando le prescrizioni del fabbricante. Le power stations saranno equipaggiate con un sistema di ventilazione forzata che mantenga la temperatura interna all'interno di valori adeguati per il funzionamento dell'inverter.

### LAYOUT



### Strutture di supporto

I supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l'ombreggiamento reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di installazione.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale est-ovest. La tecnologia presa come riferimento è il sistema prodotto da Ideematec. Si riportano di seguito le principali caratteristiche del sistema ad inseguimento previsto nel progetto.

L'inseguitore monoassiale safeTrack Horizon utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione, inoltre utilizzando il Control Board, una scheda di facile installazione e auto-configurante con GPS integrato, viene indicato in ogni

momento al sistema il corretto posizionamento per l'inseguimento solare.

Installabile senza attrezzature speciali o manodopera specializzata, completamente compatibile con tutti i tipi di impianti fotovoltaici, di facile manutenzione, sicuro: questi sono solo alcuni dei punti di forza del safeTrack Horizon, tracker capace di migliorare fino al 25% la produzione energetica di un parco fotovoltaico. Basta una sola scheda di controllo ogni 10 tracker per ottimizzare la resa dell'impianto, completamente integrato con il GPS e con un software dedicato che consente un controllo in tempo reale di tutte le funzioni principali, riducendo così i costi di manutenzione e i rischi di guasti.

I pannelli fotovoltaici verranno fissati su un supporto in elevazione costituito da una maglia di profili di carpenteria in acciaio, sottoposta a trattamento anticorrosivo di zincatura a caldo prima della posa in opera. Tale maglia di profili in elevazione sarà resa solidale al terreno mediante l'infissione di profili in acciaio che avranno la funzione di fondazione e montanti per la struttura, senza quindi fare uso di plinti o di getti di cemento, non sono inoltre previsti sbancamenti per la posa dei portali. I profili saranno infissi nel terreno per una profondità pari a circa 1500 mm attraverso l'ausilio di una apposita macchina battipalo.

### **Manutenzione**

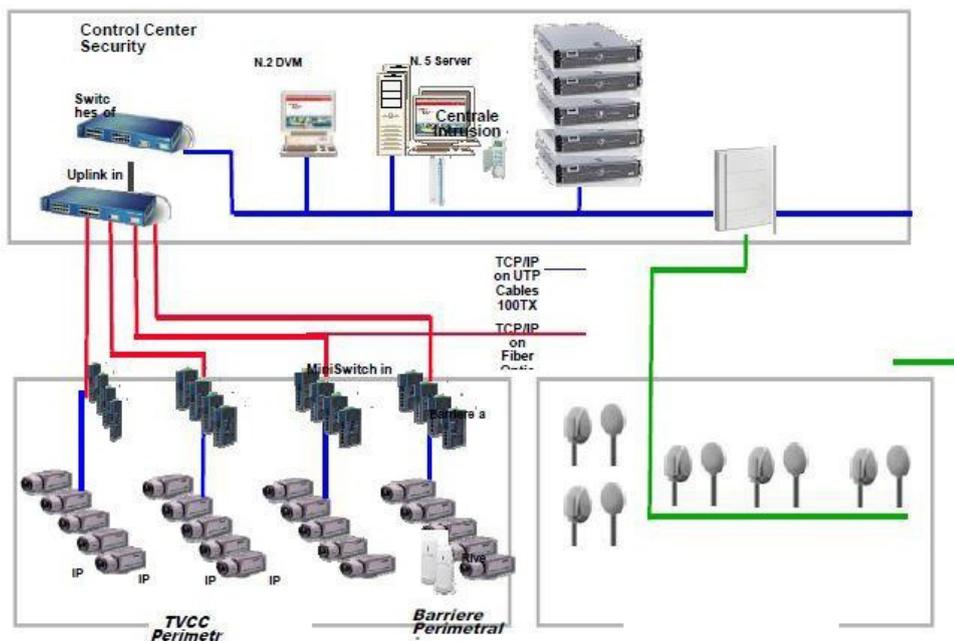
Gli attuatori lineari elettrici non richiedono manutenzione o lubrificazione ma verrà effettuata un'autodiagnosi di fine giornata segnalata tramite contatto di commutazione.

### **Quadri Elettrici**

Oltre al quadro di parallelo in AC e al quadro dei Servizi Ausiliari, in ciascuna power station Inverter- Trasformatore è installato un quadro elettrico generale, il più prossimo possibile al trasformatore, che fornirà alimentazione a tutte le utenze del centro. I quadri saranno di tipo metallico di dimensioni standardizzate, con porta frontale liscia e dotati di segregazione per morsettiera e connessioni. Ciascun quadro sarà dotato di interruttore generale multipolare per ciascuna linea di ingresso che arrivi dal quadro generale. L'interruttore sarà di tipo modulare o scatolato, secondo la taglia richiesta.

### **Sistemi ausiliari Sorveglianza e illuminazione**

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato sulla recinzione perimetrale e sarà dislocato ogni 100 metri di recinzione. I pali avranno una altezza massima di 2 m e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agro-fotovoltaico. Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Il funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione, guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica. Il funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie.



Schema del Sistema di sorveglianza

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale;
- Illuminazione esterno cabina.

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

#### **Illuminazione perimetrale**

- Tipo lampada: Led, Pn = 250W Tipo;
- armatura: proiettore direzionabile;
- Numero lampade: 390;
- Numero palificazioni: 195;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza media tra i pali: circa 100m.

In fase di progetto esecutivo potranno essere apportati miglioramenti ai rapporti tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio.

#### **Illuminazione esterno cabina**

- Tipo lampade: Led 100W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete;
- Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

### 3 SICUREZZA ELETTRICA

#### 3.1 Protezione dalle sovracorrenti

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8. In particolare sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_{cc}^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove:

$I_b$  = corrente di impiego del cavo

$I_n$  = corrente nominale dell'interruttore  $I_z$  = portata del cavo

$I_{cc}$  = corrente di cortocircuito

$t$  = tempo di intervento dell'interruttore

$K$  = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo  $S$  = sezione del cavo

### 3.2 Protezione contro i contatti diretti

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

### 3.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- Messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- Scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla norma cei 64-8.
- Ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella 3:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove:

- $Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente
- $I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la  $I_a$  è la corrente differenziale  $I_{\Delta n}$ .
- $U_0$  tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt.

$U_0$ (V)	Tempo di interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Tabella 3 – Tempi massimi di interruzione per sistemi TN

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

#### 4 COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE

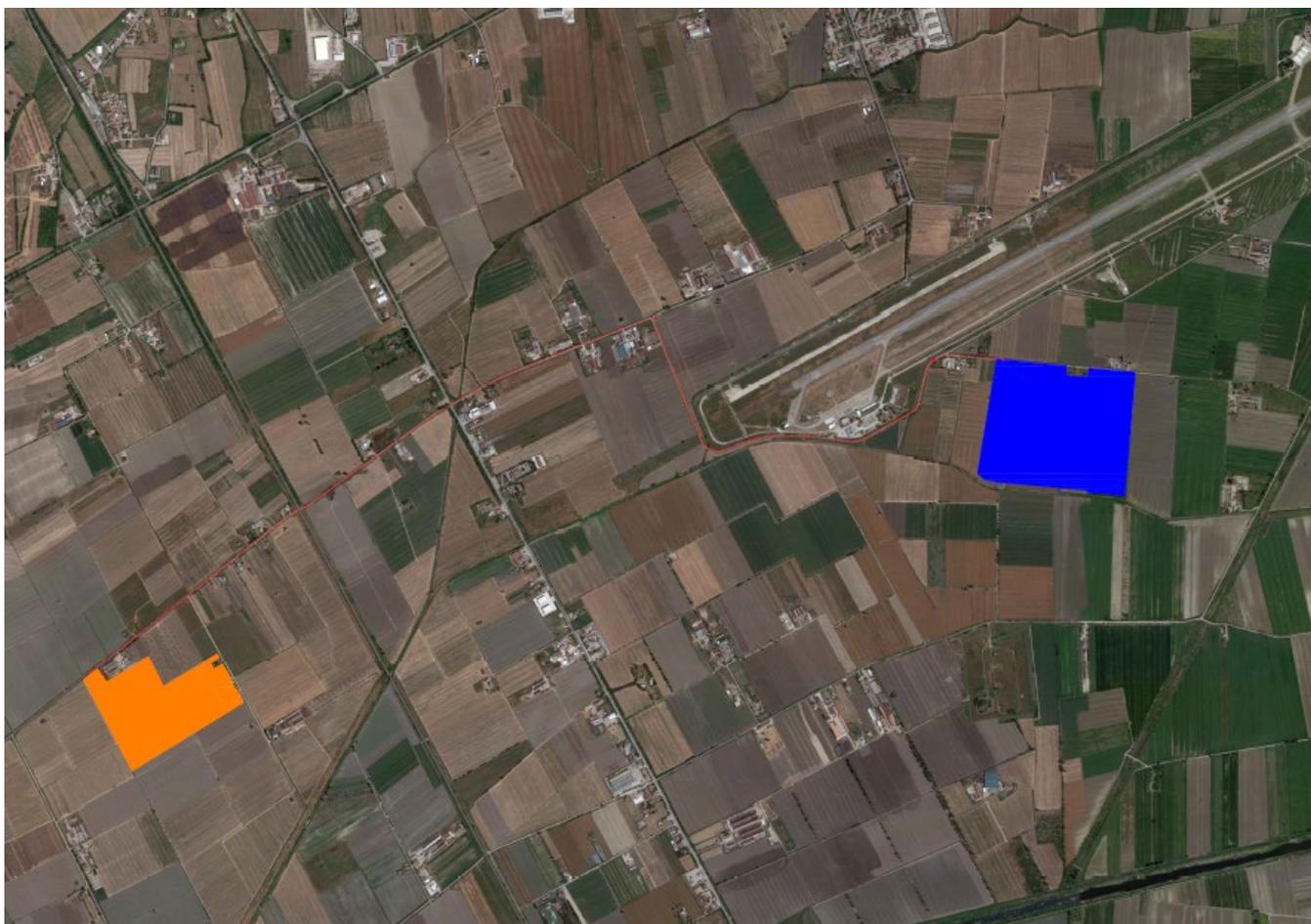
La società proponente ha ricevuto in data 13/10/2022 la Soluzione Tecnica Minima Generale dal Gestore Terna S.p.a.; questa prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica della RTN a 380/150/36 kV da collegare in entrata – esce alla linea RTN a 380 kV “Garigliano ST – Patria”.

Il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

La connessione pertanto si compone fisicamente di due impianti:

- Impianto di utenza;
- Impianto di rete.

La realizzazione della stazione di consegna è prevista nel comune di Cancellò e Arnone mentre l'impianto verrà realizzato nel comune di Grazzanise (CE).



Planimetria generale impianto e cabina di consegna

## 5 CABINA PRIMARIA

La cabina primaria in progetto sarà costituita da un raggruppamento di diverse singole sezioni di utente, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete. L'accesso alla suddetta avverrà mediante la viabilità preesistente. Per l'ingresso alla stazione, saranno previsti dei cancelli carrabili di tipo scorrevole oltre a dei cancelli di tipo pedonale; sarà inoltre previsto, lungo la recinzione perimetrale della stazione, un ingresso indipendente dell'edificio per il punto di consegna dei servizi di terzi.

## 6 GESTIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto. Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di seguito meglio descritte. Il "Controllo locale", si esegue tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, grazie ad un software apposito, in grado di monitorare e controllare gli inverter grazie ad una rete multidrop che permette l'invio dei segnali dal campo al PC medesimo. Il "Controllo Remoto", permette la gestione a distanza dell'impianto con l'ausilio di un modem GPRS e schede Data - Logger montata sull'inverter monitorato. In particolare, quest'ultimo avviene direttamente dalla centrale (servizio di assistenza) con il medesimo software del controllo locale. Le grandezze del sistema che possono essere monitorate attraverso entrambi i sistemi sono le seguenti:

- Potenza dell'inverter;
- Tensione/i di campo dell'inverter;
- Corrente/i di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Letture di energia attiva e reattiva prodotte.

## 7 CARATTERISTICHE DEI COLLEGAMENTI MT

I conduttori utilizzati nell'impianto in oggetto avranno le seguenti caratteristiche tecniche.

### Cavi MT

I cavi per le linee MT a 36 kV avranno le seguenti caratteristiche di massima:

- Designazione: ARG7H1RNRX, ARG7H1RN
- Grado di isolamento : 18/36kV
- Tensione nominale: 36 kV
- Conduttori a corda rigida compatta di alluminio
- Formazioni : come da progetto
- Sezioni: come da progetto

### Modalità di posa dei cavi MT

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

- Tracciato delle linee: il tracciato delle linee di media tensione dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto. In particolare il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti.

- Posa diretta in trincea: La posa del cavo può essere effettuato secondo i due metodi seguenti:

A bobina fissa: da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di curvatura. La bobina deve essere posta sull'apposito alzabobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso. Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento.

Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri.

A bobina mobile: da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto. Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro portabobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo. L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno.

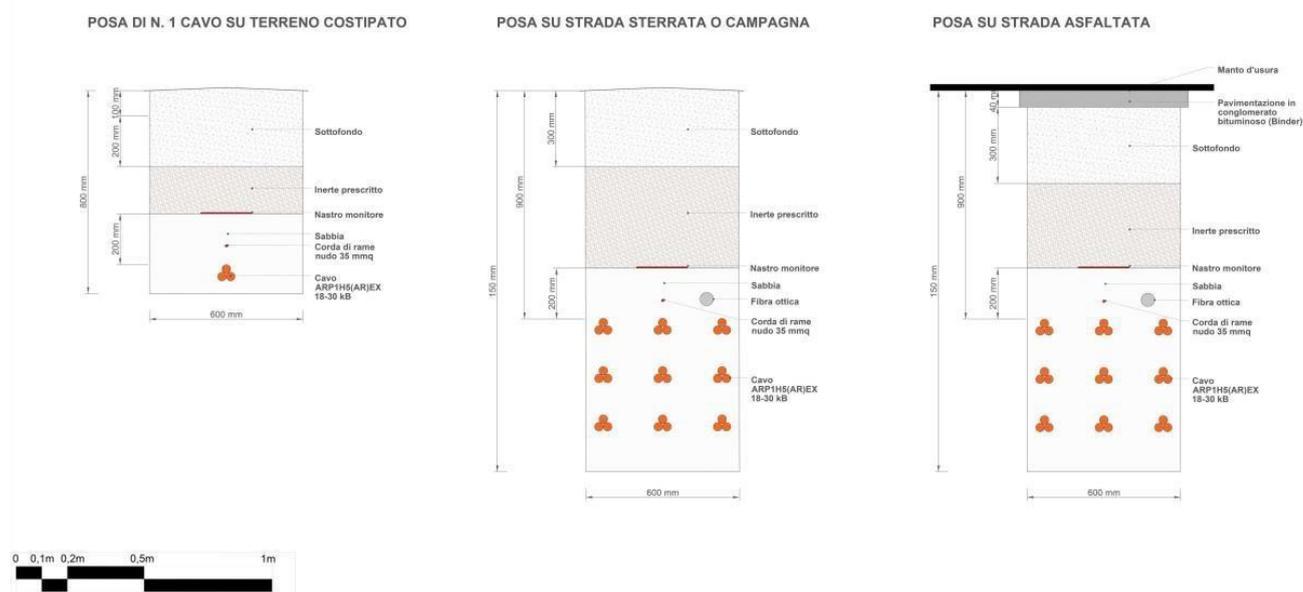
- Temperatura di posa: Per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C
- Sforzi di tiro per la posa: Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro che devono essere applicati ai cavi non devono superare i 60 N/mm<sup>2</sup> di sezione totale per i conduttori in rame e i 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione totale per i conduttori in alluminio.
- Raggi di curvatura: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a quanto descritto nella seguente tabella.
- Messa a terra degli schermi metallici: Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea è vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

SIGLE CAVI: - ARG7H1RNR X, - ARG7H1RNR, - RG7H1RNR X, - RG7H1RNR	Raggio minimo di curvatura per garantire le caratteristiche elettriche del cavo (cm)							
	3x1x50	3x1x70	3x1x95	3x1x120	3x1x150	3x1x180	3x1x240	
Sezione del cavo				0		5		
Cavo avvolto ad elica	81	87	91	94	98	102	108	
Sezione del cavo	1x120	1x150	1x185	1x240	1x300	1x400	1x500	1x630
Cavo unipolare	63	65	68	72	75	80	85	91

## 8 CAMPI ELETTROMAGNETICI DELLE OPERE CONNESSE

### Linee elettriche in corrente alternata in media tensione

Il campo magnetico è calcolato in funzione della corrente circolante nei cavidotti in esame e della disposizione geometrica dei conduttori. Per quanto riguarda il valore del campo elettrico, trattandosi di linee interrate, esso è da ritenersi insignificante grazie anche all'effetto schermante del rivestimento del cavo e del terreno. Nel seguito verranno pertanto esposti i risultati del solo calcolo del campo magnetico. Visto l'impianto fotovoltaico, è stato esaminato come unica situazione significativa ai fini del calcolo dell'intensità del campo di induzione magnetica quella generata dal tratto di posa del cavo che evacua la potenza elettrica generata dall'intero impianto FV, posta in parallelo, alla distanza di circa 25 cm con una analoga terna di cavi MT che trasporta verso la medesima stazione di utenza, l'intera potenza di un impianto FV non lontano da quello in esame, caratterizzato dalle sezioni riportate nelle seguenti figure.



Sezione tipica di posa della linea in cavo

All'interno del cavidotto in esame si trovano due terne di cavi MT isolati a 36 kV che trasferiscono l'intera potenza dei due impianti FV verso la stazione di utenza. Per quanto concerne i cavidotti MT esterni, per il collegamento della cabina d'impianto al quadro MT della stazione d'utenza, si prevede invece l'utilizzo di cavi unipolari di sezione pari a 630 mm<sup>2</sup>, posati a trifoglio. La corrente massima che può interessare la linea di collegamento MT per l'impianto in oggetto è la seguente:

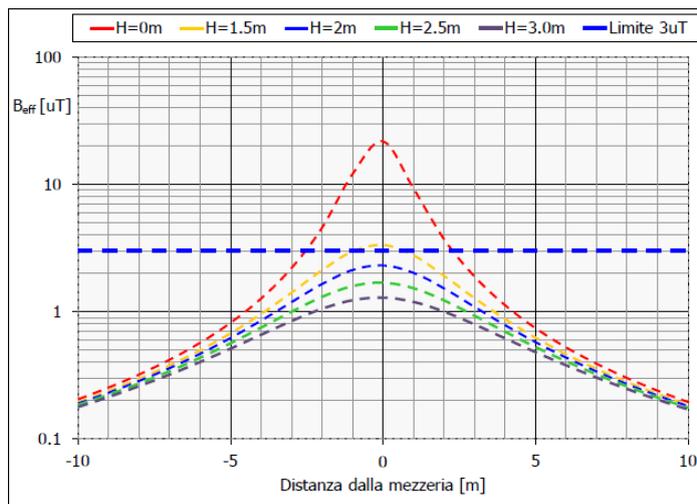
$$I_{b\_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} V_n \cos \varphi} = \frac{46,19715 \cdot 10^6}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 936,96 \text{ A}$$

Nel calcolo, essendo il valore della induzione magnetica proporzionale alla corrente transitante nella linea, è stata presa in considerazione la configurazione di carico che prevede, come detto, una posa dei cavi a trifoglio, ad una profondità di 1 m, con un valore di corrente pari a 710 A, pari alla portata massima della linea elettrica in cavo, secondo la Norma CEI 20-21.

La configurazione dell'elettrodotta è quella di assenza di schermature e distanza minima dei conduttori dal piano viario. Il

calcolo è stato effettuato a differenti altezze.

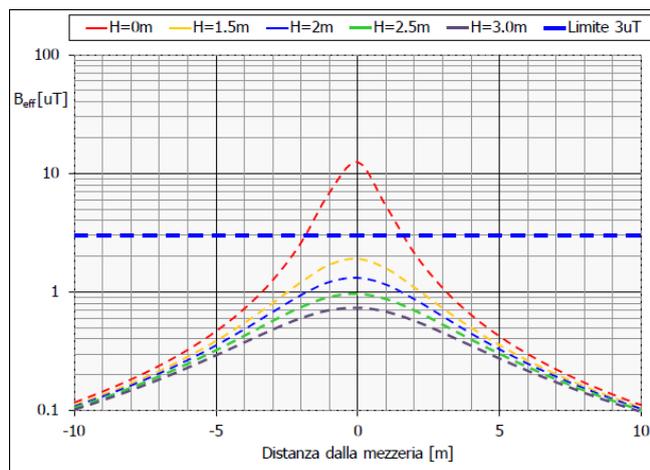
Nella seguente figura 1 è riportato l'andamento dell'induzione magnetica per una sezione trasversale a quella di posa, considerando che lungo il tracciato del cavidotto saranno posate due terne di cavi, relative a due differenti impianti fotovoltaici, nella medesima trincea. Non è invece rappresentato il calcolo del campo elettrico prodotto dalla linea in cavo, poiché in un cavo schermato il campo elettrico esterno allo schermo è nullo.



Andamento dell'induzione magnetica prodotta dalla linea in cavo per la massima corrente del cavo

Si può osservare come nel caso peggiore il valore di  $3 \mu\text{T}$  è raggiunto a circa 2,6 m dall'asse del cavidotto. È da notare che la condizione di calcolo è ampiamente cautelativa, in quanto la corrente che fluirà nel cavidotto sarà quella prodotta dall'impianto fotovoltaico, che, come detto, è pari a 405 A nelle condizioni di massima erogazione, per entrambe le terne.

Se si tiene conto della effettiva corrente, il grafico sopra riportato si modifica come in figura seguente, dove per ciascuna delle due terne si è considerato un valore di corrente pari alla corrente di impiego, e cioè 405 A. In tal caso il valore di  $3 \mu\text{T}$  è raggiunto a circa 1,85 m dall'asse del cavidotto.

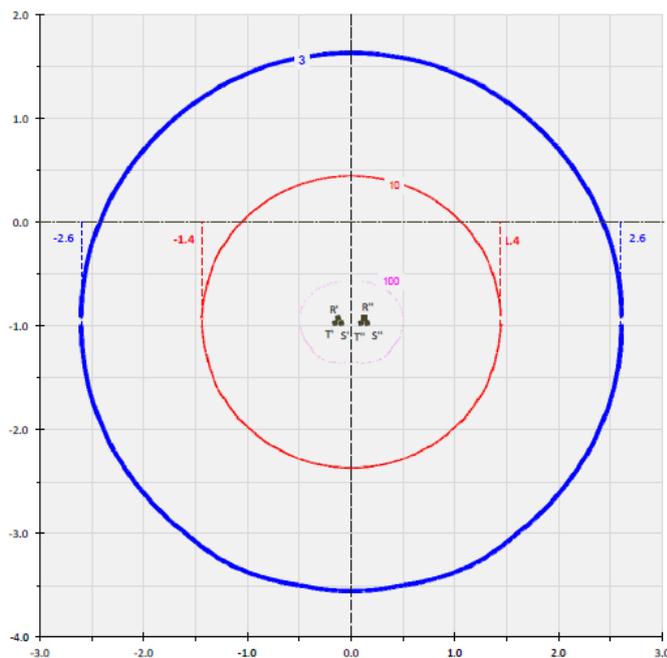


Andamento dell'induzione magnetica prodotta dalla linea in cavo per la massima corrente dell'impianto

Il tracciato di posa dei cavi è stato studiato in modo che il valore di induzione magnetica sia sempre inferiore a  $3 \mu\text{T}$  in

corrispondenza dei ricettori sensibili (abitazioni e aree in cui si prevede una permanenza di persone per più di 4 ore nella giornata), pertanto è esclusa la presenza di tali recettori all'interno della fascia calcolata.

Per la determinazione dell'ampiezza della fascia di rispetto è stata effettuata la simulazione di calcolo per il caso di due terne di cavi, posati alla distanza di 250 mm alla profondità di 1 m, secondo quanto riportato nel presente documento e con la corrente massima per ciascuno dei cavi utilizzati e cioè pari a 710 A. Il risultato del calcolo è riportato nella figura seguente.



Curve di equilivello per il campo di induzione magnetica generato da una linea MT posata a trifoglio ( $I_{max}=710A$ ; formazione (3x1x630))

Si può quindi considerare che l'ampiezza della fascia di rispetto sia pari a 3 m, a cavallo dell'asse del cavidotto. Infine, poiché in un cavo schermato il campo elettrico esterno allo schermo è nullo, non è rappresentato il calcolo del campo elettrico prodotto dalla linea in oggetto.

## 9 PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE

In un tipo di impianto, così complesso, come una centrale solare, è necessario valutare il rischio dei danni da fulminazione in conformità alla CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) e di rispettare le conclusioni risultanti nella progettazione. La protezione di una centrale solare ha lo scopo di proteggere sia l'edificio operativo, che il campo dei pannelli contro i danni da incendio (fulminazione diretta) e i sistemi elettrici ed elettronici (inverter, sistema di supervisione, conduttura principale del generatore) contro l'effetto dell'impulso elettromagnetico del fulmine (LEMP).

La prima misura di protezione da adottare, suggerita congiuntamente dalla Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) e dalla Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), consiste nel ridurre i fenomeni induttivi su entrambi i circuiti (quello DC e quello AC) del sistema fotovoltaico. Per ottenere tale riduzione è necessario adottare cavi di lunghezza più breve possibile. Ad esempio, nel lato DC dell'impianto si può cercare di ridurre la lunghezza dei cavi dei poli positivo e negativo, che dovrebbero anche essere avvolti insieme per ridurre la superficie delle spire; mentre nel lato AC si possono ridurre le lunghezze del conduttore di protezione PE e dei conduttori di fase e neutro, che dovrebbero a loro volta, essere avvolti insieme in modo da evitare inutili spire di grande superficie nel sistema. Una simile misura di protezione, viene definita precauzione di posa dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2).

Per ottenere una precauzione di posa più efficace, è necessario che l'area delle spire dovute ai cavi di interconnessione (lato DC) e di potenza (lato AC) non ecceda complessivamente  $0,5 \text{ m}^2$ , secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2); sfortunatamente tale valore non sembra facile da raggiungere, principalmente a causa della scatola di giunzione dei pannelli solari (denominata Junction-Box) con cavi di interconnessione (poli positivo e negativo) che distano 10 cm tra di loro e sono lunghi ciascuno circa 1m. Invece l'adozione di precauzioni di posa nel lato AC, tra l'inverter e il trasformatore, è più semplice da ottenere. Il fatto che l'area delle spire dal lato DC sia difficilmente riducibile al di sotto di certi valori pone l'inverter, dal lato DC del sistema, a rischio di guasti dovuti a sovratensioni. Usando le formule per valutare la tensione indotta ( $U_i$ ), come suggerito dall'Allegato A della Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), è possibile calcolare il numero di moduli connessi in serie/parallelo che formano una spira di area sufficiente ad avere una  $U_i$  maggiore di 1,5 kV causata da un fulmine vicino (distanza 250 m;  $I_{MAX} = 30 \text{ kA}$ ;  $T_1 = 0,25 \mu\text{s}$ ). Per un numero elevato di moduli, come nel nostro caso, o si utilizzano cavi schermati oppure si ricorre all'utilizzo di idonei SPD (Surge Protection Device), progettato per un Lightning protection level (LPL) di tipo I, in modo da ridurre al minimo la componente di molto la componente di rischio.

L'installazione degli SPD dovrebbe avvenire all'ingresso dell'inverter. Se gli SPD sono installati solo all'ingresso dell'inverter, e non sono state adottate precauzioni di posa, potrebbero indursi sovratensione non sufficientemente alte da innescare tali dispositivi, ma abbastanza elevate da cortocircuitare i diodi di bypass dei moduli (che impediscono alla tensione di essere assorbita dal modulo in caso di illuminazione insufficiente). Per evitare un tale inconveniente, devono essere adottati diodi di bypass con tensione inversa il più possibile elevata (1 kV o maggiore) e, se il campo di pannelli solari adottando precauzioni di posa addizionali. Il dimensionamento dei sistemi di Protezione dalle Scariche Atmosferiche è redatto ai sensi della Norma CEI 81-10.