

Comune

ALBERONA (FG)

Committente



Opera

**PROGETTAZIONE OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE DI UN IMPIANTO
DI PRODUZIONE DA FONTE SOLARE PER UNA POTENZA IN IMMISSIONE DI
15.050kW E GENERATORE DA 19.641,6kWp UBICATO NEL COMUNE DI
ALBERONA (FG)**

Commessa

**Progettazione delle opere d'impiantistica elettrica per la connessione in Media
Tensione di impianti di produzione**

Progettazione

PROGETTAZIONE FUTURA Srl

Sede legale: Via Birbanteria 2 - 40055 Castenaso (BO)
C.F. 04115501 - Iscrizione REA BO - 570230



SL snc Progetti e Misure
Sede Legale: Corso Mazzini 83 - 47121 Forlì (PN)
Sede Operativa: Via Birbanteria 2 - 40055 Castenaso (FG)
e-mail: direzione@sl.progemis.it

N°	Data	Modifica	Dis.	Verif.	Autor.	Spazio Riservato all'Ufficio Tecnico
10	
9	
8	
7	
6	
5	
4	
3	
2	06/07/2023	Aggiornamento 36kV	Y.G.	M.V.	C.L.	
1	25/05/2023	Emissione	Y.G.	M.V.	C.L.	

Non è permesso consegnare a terzi o riprodurre questo documento, né utilizzare il contenuto o renderlo comunque noto a terzi senza la nostra esplicita autorizzazione. Ogni infrazione comporta il risarcimento dei danni subiti. E' fatta riserva di tutti i diritti derivati da brevetti o modelli.
Copying of this document, and giving it to others and the use or communication of the contents thereof, are forbidden without express authority. Offenders are liable to the payment of damages. All rights are reserved in the event of the grant of a patent or the registration of a utility model or design.

N° Commessa

8165-9

Titolo:

RELAZIONE TECNICA

Elaborato

IE06

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.1 di 54

INDICE

1.	PREMESSA	3
2.	GENERALITÀ	3
3.	ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA	5
4.	DIMENSIONAMENTO DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	6
5.	COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
6.	CRITERI PER IL DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELL'IMPIANTO	11
6.1	Calcolo corrente d'impiego	11
6.2	Calcolo della portata dei cavi	12
6.3	Verifica della caduta di tensione	16
6.4	Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione	17
6.5	Verifica del coordinamento contro il cortocircuito	17
6.6	Protezione contro le sovratensioni	23
6.7	Dimensionamento conduttore di neutro	26
6.8	Dimensionamento conduttore di protezione PE	26
6.9	Dimensionamento conduttore di terra e del dispersore di terra	29
6.10	Sezionamento e protezione del conduttore di neutro	30
6.11	Protezione dai contatti diretti	32
6.12	Protezione dai contatti indiretti	32
6.13	Circuiti a bassissima tensione	35
6.14	Tubi e canali portacavi	37
7.	AREA DI ACCESSO, RECINZIONE E VIABILITÀ INTERNA	38
8.	ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	39
9.	OPERE EDILI	41
11.	COLLAUDI	42
12.	MESSA IN ESERCIZIO	44
13.	DOCUMENTAZIONE	47

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.2 di 54

14. PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

47

ALLEGATO 1: CALCOLI ELETTRICI

52

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.3 di 54

1. PREMESSA

Il presente documento è parte integrante del progetto redatto per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, da realizzarsi nel Comune di Alberona (FG), caratterizzato da una potenza di produzione di 19.641,6kWp e potenza di immissione in rete di 15.050kW

Il progetto viene redatto nell'ambito di quanto previsto dalla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 99/08 – Testo Integrato delle Connessioni Attive e successive modifiche ed integrazioni (di seguito indicato con "TICA").

L'opera è parte integrante del progetto di realizzazione della centrale di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, che la società proponente Energy Total Capital Srl con sede in Via Benedetto De Falco n°16, Napoli con P.IVA 08084231219 (di seguito indicato "Produttore"), intende realizzare nel Comune indicato.

Il progetto in oggetto è da inquadrarsi nell'ambito dell'"Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" ed è in linea con le finalità perseguite dal D.Lgs 387/2003, ed in particolare è volto a:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'art. 3, primo comma del citato D.Lgs;

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è fondamentale per la salvaguardia dell'ambiente, consentendo una riduzione delle ripercussioni climatiche dovute alle emissioni di gas serra, in primo luogo di anidride carbonica, e delle ripercussioni ambientali dovute all'emissioni di sostanze inquinanti per l'ambiente e tossiche per l'uomo.

Per questo motivo le opere in esecuzione, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti (art. 12 D.Lgs 387/2003).

In fase di sviluppo del progetto esecutivo potranno essere apportate modifiche nel rispetto dei limiti di quanto approvato in tale progetto.

2. GENERALITÀ

Si riporta la descrizione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

L'inquadramento catastale dell'impianto è riportato nell'elaborato di progetto, sia per la parte dell'impianto di utenza sia per la parte dell'impianto di rete. L'impianto nel suo complesso è costituito dai seguenti elementi:

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.4 di 54

1) Impianto di utenza (di competenza del produttore):

- Moduli Fotovoltaici: costituiscono l'elemento tecnologico che genera la conversione fotovoltaica dei raggi solari in energia elettrica.

Il progetto prevede: 32.736 moduli di potenza 600Wp ciascuno

- Stringhe fotovoltaiche in corrente continua: costituiscono il collegamento in serie di uno specifico numero di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede: 1023 stringhe

- Sistemi ad inseguimento mono-assiale (Tracker): sono le strutture fissate al suolo su cui sono installati i moduli fotovoltaici di tipo ad inseguimento mono-assiale Est-Ovest.

Il progetto prevede: 1023 tracker

- Inverter: costituisce il dispositivo che realizza la conversione elettrica della corrente continua in corrente alternata.

Il progetto prevede: N° 86 Inverter modello Fimer PVS-175-TL caratterizzati dalla seguente potenza nominale: 175kW

- Trasformatore BT/MT: è il dispositivo che innalza la tensione elettrica dal valore di uscita dell'inverter al valore di 36kV compatibile con la connessione alla rete elettrica.

Il progetto prevede: N°13 x 1600kVA

- Cabina di campo: è la cabina interna all'impianto fotovoltaico al cui interno sono installati i quadri elettrici, il trasformatore BT/MT e le relative apparecchiature elettromeccaniche.

Il progetto prevede: N° 13 cabine di campo

- Cabina utente: è la cabina di raccolta in cui convergono le linee elettriche di media tensione 30kV in arrivo dal campo fotovoltaico. Al suo interno saranno installate tutte le apparecchiature previste dalla norma CEI 0-16.

Il progetto prevede: N° 1 cabina utente

- Cavidotto interrato in media tensione 30kV di collegamento tra le cabine di campo e la cabina

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.5 di 54

utente: costituisce il collegamento elettrico tra la cabina del campo fotovoltaico e la cabina utente. Il progetto prevede un collegamento attraverso una linea ad anello a 36kV realizzato con cavi interrati.

- Cavidotto interrato in media tensione 30kV di collegamento tra la cabina utente e la stazione elettrica: tale collegamento è realizzato con cavo di media tensione del tipo ARE4H1R 18/30kV 3x1x185 mm².

2) Impianto di utenza per la connessione

La composizione dell'impianto di utenza per la connessione è oggetto di progettazione distinta.

- Collegamento MT attraverso linea elettrica di progetto ("Linea principale")

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico viene immessa in rete attraverso una linea dedicata esercita a 30kV così fatta:

Linea interrata in cavo che congiunge la cabina di consegna in antenna alla SE AT a 380/150kV esistente della RTN denominata "San Severo".

3. ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA

Il calcolo della producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico è stato condotto in funzione dei seguenti parametri:

- Energia irraggiata sul piano dei moduli
- Dimensione della superficie captante del generatore fotovoltaico
- Efficienza dei moduli fotovoltaici
- Calcolo delle perdite energetiche
- Analisi degli ombreggiamenti

La disponibilità della fonte solare per il sito d'installazione è stata ricavata utilizzando i dati UNI 10349 relativi ai valori giornalieri medi mensili della radiazione solare sul piano orizzontale. Inoltre, è stata utilizzata la UNI 8477 per il calcolo della radiazione solare incidente sul piano dei moduli, assegnato l'Azimut e l'angolo di Tilt.

Il calcolo della producibilità elettrica dell'impianto è stato eseguito attraverso l'utilizzo del software PVGIS.

Il risultato completo del calcolo è riportato nell'appendice.

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.6 di 54

Provided inputs:

Location [Lat/Lon]:	41.487,15.213
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	19.641,6
System loss [%]:	14,0
Slope angle [Â°]:	37 (opt)

Simulation outputs

Yearly PV energy production [kWh]:	36.281.971,45
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	2.360,99
Year-to-year variability [kWh]:	1.558.156,30
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1,51
Spectral effects [%]:	0,92
Temperature and low irradiance [%]:	-8,47
Total loss [%]:	-21,76

4. DIMENSIONAMENTO DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito secondo quanto indicato nella norma CEI 82-25.

Il modulo fotovoltaico scelto per lo sviluppo del presente progetto è il seguente: Tecnologia: Mono-cristallino – Bifacciale

Produttore/Modello: Trinasolar Vertex TSM-DEG20C.20

In allegato è riportata la scheda tecnica del modulo fotovoltaico.

L'inverter scelto per il presente progetto è il seguente: Produttore: Fimer

Modello: PVS-175-TL

Gli inverter saranno installati all'interno del campo fotovoltaico in prossimità dei tracker. In allegato è riportata la scheda tecnica dell'inverter.

In sede esecutiva la configurazione elettrica dell'impianto nonché la componentistica utilizzata potranno subire modifiche nel rispetto delle norme tecniche vigenti e della potenza massima immessa in rete entro il limite di valore di potenza di immissione definita dal preventivo di connessione.

Le condizioni di dimensionamento da rispettare sono le seguenti:

- 1) La massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico $V_{oc,max}$, valutata alla minima temperatura

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.7 di 54

- di esercizio dei moduli, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter;
- 2) La minima tensione V_{mpp} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli, non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter
 - 3) La massima tensione V_{mpp} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter
 - 4) La massima corrente del generatore fotovoltaico in condizioni di corto-circuito, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima corrente di corto-circuito d'ingresso dell'MPPT ($I_{sc,max}$)
 - 5) La massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento MPP, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima corrente d'ingresso dell'MPPT. ($I_{MPPT,max}$)

Il progettista ha realizzato la configurazione del generatore fotovoltaico definendo la composizione delle stringhe fotovoltaiche rispettando le condizioni precedentemente esposte.

Si riportano i valori analitici delle grandezze elettriche che definiscono l'accoppiamento tra modulo e generatore fotovoltaico.

I dati di input del calcolo sono i seguenti:

Dati moduli FV								
Potenza picco [W]	V_{mpp} [V]	I_{mpp} [A]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{max} sistema [V]	$K(V_{oc})$ [%/C]	$K(I_{sc})$ [%/C]	K_v per V_{mpp} [%/C]
600	34,60	17,34	18,42	41,70	1500	-0,250	0,04	-0,250

Dati ambientali	
$T_{cell,min}$ [°C]	$T_{cell,max}$ [°C]
-8	70

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.8 di 54

Dati inverter				
Vmppt,min [V]	Vmppt,max [V]	Isc,max [A]	Vdc,max [V]	I _{MPPT,max} [A]
850	1350	30	1500	22

Formazione stringa: 32 moduli

Seguendo le condizioni analitiche precedentemente riportate nei punti da 1) a 5), si determinano i dati di output del calcolo analitico e le specifiche verifiche:

- 1) $V_{oc,max} = 1.444,5V < 1.500V$ → Condizione verificata
- 2) $V_{mpp,min} = 982,6V > 850V$ → Condizione verificata
- 3) $V_{mpp,max} = 1.198,5V < 1.350V$ → Condizione verificata
- 4) $I_{mpp,max} = 17,7A < 22A$ → Condizione verificata
- 5) $I_{sc,max} = 18,8A < 30A$ → Condizione verificata

Oltre alle condizioni precedentemente indicate oggetto di verifica elettrica, per l'inverter in oggetto sussistono i seguenti parametri:

- Limite di potenza AC in uscita: ($T_{amb}=30^{\circ}C$) = 185kW
- Limite di potenza su ciascuno MPPT: $P_{MPPT,max} = 20kW$

In corrispondenza di tali valori di potenza le verifiche eseguite sono state eseguite, si riporta la sintesi dei risultati.

Inverter	Modello	Pac,nom (40°C) [kW]	Pac,max (30°C) [kW]	N° stringhe	N° moduli	N° tracker	P _{MPPT,installata} [kWp]	P _{FV,installata} [kWp]	P _{MPPT,max} [kW]	P _{FV,MPPT} /P _{MPPT,max} [%]	P _{FV,installata} /P _{ac,max} [%]
1-22	Fimer PVS 175-TL	175	185	12	384	12	19,2	230,4	20	96	131,7

Si osserva che il parametro $P_{FV,installata} / P_{ac,max}$ [%] costituisce l'indice del sovradimensionamento del valore di potenza lato DC installata rispetto al valore massimo di potenza lato AC generabile dall'inverter scelto.

Il valore ottimale di tale parametro dipende dalla configurazione del generatore fotovoltaico (numero di

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.9 di 54

stringhe, numero di MPPT componenti ciascun inverter), dalla tecnologia di installazione scelta (sistema fisso o ad inseguimento), dall'adozione di moduli bifacciali ed anche dalla latitudine del sito.

Valori troppo bassi di tale parametro indicano un non ottimale dimensionamento dell'inverter, mentre un valore troppo alto comporta la limitazione di potenza generabile dall'inverter in particolari condizioni climatiche favorevoli.

I valori ottenuti per gli inverter di progetto riportati nella tabella precedente sono ritenuti ottimali in funzione di quanto specificato.

In conclusione:

tutte le verifiche elettriche relative all'accoppiamento generatore – inverter fotovoltaico sono state eseguite con esito favorevole.

5. COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

In tale paragrafo si descrivono i componenti elettrici che compongono l'impianto fotovoltaico.

Le caratteristiche degli inverter e dei moduli fotovoltaici sono state trattate nei paragrafi precedenti.

La rappresentazione elettrica di tutti i componenti elettrici è riportata nello schema elettrico unifilare del progetto.

1) Sistema di inseguimento solare (Tracker).

Sono le strutture fissate al suolo su cui sono installati i moduli fotovoltaici di tipo ad inseguimento mono-assiale Est-Ovest.

L'asse di rotazione delle strutture è orientato secondo il Nord-Sud; il sistema di controllo di cui sono dotati tali strutture agisce su specifici attuatori motorizzati attraverso cui si realizza una rotazione controllata del piano di appoggio dei moduli fotovoltaici nella direzione Est-Ovest nell'arco del giorno, inseguendo la traiettoria solare dall'alba al tramonto.

2) Inverter

Costituisce l'elemento che realizza la conversione dell'energia da continua in alternata. Il progetto prevede l'adozione di inverter classificati "di stringa". Trattasi di inverter che si installano in prossimità delle stringhe fotovoltaiche e che raccolgono in ingresso al massimo due stringhe per ciascun MPPT di cui sono dotati. Per tale motivo non richiedono l'installazione di quadri di campo e di protezione dalle sovracorrenti lato DC

3) Trasformatore BT/MT

È il componente che innalza la tensione elettrica dal valore di uscita dell'inverter al valore di 36kV compatibile con la connessione alla rete elettrica.

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.10 di 54

I trasformatori saranno alloggiati all'interno della cabina di campo.

Attraverso il circuito di bassa tensione del trasformatore risulta alimentato il quadro dei servizi ausiliari, da cui si alimentano i carichi connessi al funzionamento della centrale attraverso un sistema 230/400V. Su tale quadro sarà installato anche un sistema UPS per l'alimentazione dei carichi ausiliari privilegiati.

I trasformatori dell'impianto in progetto saranno isolati in resina; pertanto, non saranno del tipo in olio e non sarà necessario la realizzazione delle specifiche vasche di accumulo.

4) Cabina di campo

È la cabina interna all'impianto fotovoltaico al cui interno sono installati i quadri di bassa tensione, il trasformatore BT/MT e le relative apparecchiature elettromeccaniche.

Le cabine di campo saranno collegate elettricamente attraverso una linea elettrica ad anello aperto alla cabina utente.

All'interno della cabina di campo saranno installati anche tutti gli scomparti di media tensione per la realizzazione dei collegamenti elettrici.

La cabina di campo sarà realizzata attraverso manufatti prefabbricati in calcestruzzo vibrato (CAV).

Il dettaglio delle planimetrie dei cavidotti e del posizionamento della cabina è riportato nelle tavole grafiche componenti il progetto.

La cabina di campo sarà dotata di impianto di terra, di cui la parte interna sarà costituito da una bandella di rame e da un collettore. Esso verrà realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato.

L'impianto di terra esterno della cabina di campo sarà costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 35mm², posato ad una profondità di 0.5÷0.8m completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2 m
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusino.

5) Cabina utente

È la cabina di raccolta in cui convergono le linee elettriche di media tensione in arrivo dal campo fotovoltaico. Al suo interno saranno installate tutte le apparecchiature previste dalla norma CEI 0-16, quale in particolare la protezione generale (PG) e la protezione di interfaccia (PI) necessari al corretto funzionamento dell'impianto di produzione in parallelo con la rete elettrica.

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.11 di 54

All'interno della cabina utente saranno installati anche tutti gli scomparti di media tensione per la realizzazione dei collegamenti elettrici.

La suddetta cabina utente sarà realizzata attraverso manufatto prefabbricato in calcestruzzo vibrato (CAV).

Inoltre, all'interno di tale cabina, sarà installato un trasformatore dedicato ai servizi ausiliari: illuminazione, controllo accesso, videosorveglianza, monitoraggio impianti, etc.

La cabina utente sarà dotata di impianto di terra interconnesso alla cabina di consegna. I dettagli della suddetta cabina sono riportati negli elaborati di progetto.

6. CRITERI PER IL DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELL'IMPIANTO

In tale paragrafo si procede a fornire la descrizione delle regole tecniche utilizzate dallo scrivente tecnico per il dimensionamento elettrico dell'impianto. Per ciascuna sezione di impianto e componente elettrico sarà descritta la metodologia di dimensionamento, in riferimento alla norma tecnica specifica.

6.1 Calcolo corrente d'impiego

L'impianto elettrico è stato dimensionato determinando per ciascuna linea elettrica costituente l'impianto, la potenza convenzionale e la corrente di impiego I_B . Tale determinazione si realizza definendo per ogni carico i valori da assegnare ai fattori di utilizzazione (K_u) e di contemporaneità (K_c).

In generale in regime permanente la corrente d'impiego corrisponde alla più grande potenza trasportata dal circuito in servizio tenendo conto dei fattori di utilizzazione e di contemporaneità. Per fattore di utilizzazione di un utilizzatore si intende il rapporto tra la potenza che si prevede esso debba assorbire nell'esercizio normale e la massima potenza nominale che lo stesso apparecchio può assorbire. Per fattore di utilizzazione si intende quel fattore che, applicato alla somma delle potenze prelevate dai singoli apparecchi utilizzatori, fornisce la potenza da prendere in considerazione per il dimensionamento dei circuiti.

Valgono pertanto le seguenti relazioni:

$$P_N = V_N \cdot I_N \cdot \cos \varphi \text{ [per utilizzatori monofase]}$$

$$P_N = \sqrt{3} \cdot V_N \cdot I_N \cdot \cos \varphi \text{ [per utilizzatori trifase]}$$

$$P_{Conv} = N \cdot P_N \cdot K_u \cdot K_c \text{ [Potenza convenzionale di una linea]}$$

P_N = potenza elettrica nominale assorbita dal singolo utilizzatore (W).

V_N ed I_N = tensione nominale e corrente nominale relativi al singolo utilizzatore (W).

N = numero di utilizzatori alimentati dalla medesima linea;

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.12 di 54

K_u = Fattore di utilizzazione del carico.

K_c = Fattore di contemporaneità dei carichi alimentati attraverso la medesima linea elettrica

Calcolato il valore della potenza convenzionale P_{conv} di ciascun carico, si determina il valore della corrente di impiego assorbita da ciascun utilizzatore, attraverso le seguenti relazioni per sistemi monofasi e trifasi:

$$I_B = \frac{P_{Conv}}{V_N \cdot \cos \varphi}$$

$$I_B = \frac{P_{Conv}}{\sqrt{3} \cdot V_N \cdot \cos \varphi}$$

Generatore Fotovoltaico:

La trattazione precedente realizzata per la generalità degli impianti elettrici trova il suo specifico ambito di applicazione in riferimento alla sezione in corrente continua del generatore fotovoltaico.

Per tale parte dell'impianto elettrico occorre tenere presente che i cavi di stringa sono attraversati dalla corrente dei moduli disposti in serie che definiscono la stringa stessa. Nel funzionamento a regime, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito. In condizioni di prova standard la corrente di corto-circuito del modulo è I_{sc} . Pertanto, per il circuito di stringa si assume, prudenzialmente, una corrente di impiego:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Tale assunzione consente di ritenere non necessario proteggere i cavi di stringa dal sovraccarico.

Quando m stringhe compongono un sottocampo, il cavo che collega il quadro di sottocampo all'inverter deve condurre la corrente di impiego

$$I_B = 1,25 \cdot m \cdot I_{sc}$$

6.2 Calcolo della portata dei cavi

Posa cavi in aria – bassa tensione

La portata si determina con la relazione seguente, conformemente alla CEI-UNEL 35024/1:

$$I_Z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2$$

In cui si indica:

I_0 = portata del cavo riferita alla posa in aria a 30°C e riferita ad un'assegnata condizione di posa (Tabella 1-2

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.13 di 54

CEI UNEL 35024/1)

K_1 = fattore di correzione per temperatura ambiente diversa da 30°C (Tabella 3 CEI UNEL 35024/1);

K_2 = fattore di correzione per più circuiti installati in fascio o strato (Tabella 4,5,6 CEI UNEL 35024/1)

Il fattore K_2 è stato determinato in funzione della formazione di ciascun cavidotto. La definizione del fattore K_2 dipende dal numero n circuiti componenti il fascio/strato di cavi elettrici.

Si è assunto: $K_1 = 1$

K_2 in funzione della formazione del fascio/strato di cavi

Tale costante K_2 calcolata nel modo esposto è valida per un gruppo di cavi definiti “simili” ossia un fascio di cavi per i quali la variazione della sezione dei conduttori risulta compresa entro tre sezioni adiacenti unificate. Qualora il fascio di cavi non sia tale da soddisfare tale condizione ossia i conduttori non sono “simili”, la costante K_2 è sostituita con il fattore di correzione F , definito dalla seguente formula:

$$F = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

dove:

n = numero dei circuiti componenti il fascio di cavi

In accordo alla stessa norma CEI-UNEL 35024/1 in corrispondenza di spaziatura orizzontale tra cavi adiacenti, appartenenti a circuiti diversi, maggiore di due volte il diametro esterno del cavo di sezione maggiore, non è necessario applicare il fattore di correzione della portata.

Posa cavi interrata – bassa tensione

Un cavo interrato si intende un cavo posato nel terreno, sia direttamente, sia all'interno di un tubo o condotto. La portata si determina con la relazione seguente, conformemente alla CEI-UNEL 35026:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

In cui si indica:

I_0 = portata del cavo riferita alla posa interrata a 20°C relativa al metodo di installazione previsto (Tabella I norma CEI UNEL 35026)

K_1 = fattore di correzione per temperatura terreno diversa da 20°C (Tabella II CEI UNEL 35026);

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.14 di 54

K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (Tabella III CEI UNEL 35026)

K_3 = fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore di riferimento 0,8m (Tabella IV CEI UNEL 35026). La profondità di posa fa riferimento al centro dei cavi o dei circuiti.

K_4 = fattore di correzione per resistività termica diversa dal valore di riferimento 1,5mk/W (Tabella V CEI UNEL 35026). In assenza di dati specifici sulla resistività termica del terreno, la norma CEI UNEL 35026 consiglia di adottare il valore di 2,0mk/W.

In accordo alla CEI UNEL 35026, i cavi direttamente interrati possono essere caratterizzati da un incremento di portata rispetto ai cavi posati in tubo o canale interrato, del 15% a parità di altre condizioni.

Modalità di posa non previste dalle tabelle CEI UNEL 35026.

La norma CEI UNEL 35026 trascura alcune modalità di posa frequenti nella tecnica impiantistica che sono di largo impiego, quali la posa di più circuiti all'interno di una stessa tubazione (posa in fascio) e quella di tubi disposti su più strati (posa all'interno di una polifora).

In corrispondenza di tali modalità di posa non contemplate dalla norma CEI UNEL 35026, in assenza di ulteriori elementi normativi utili allo scopo, lo scrivente tecnico ha applicato la procedura di calcolo descritta da Tuttonormel-TNE (Cavi interrati – supplemento Gennaio 2002) articolo tecnico in cui si determina la portata in tali modalità di posa integrando il coefficiente correttivo K_2 , previsto dalla norma CEI UNEL 35026, nel modo seguente:

$$K_2 = K_{2(35024-1)} \cdot K_{2(35026)} \cdot K_{strato}$$

avendo indicato con:

K_2 = coefficiente correttivo per il calcolo della portata I_z

$K_{2(35024-1)}$ = fattore di correzione per circuiti con $n > 1$ (in fascio o strato) secondo la norma CEI 35024-1

$K_{2(35026)}$ = fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (Tabella III CEI UNEL 35026)

K_{strato} = fattore di correzione per cavi direttamente o indirettamente interrati posti su più strati (Riferimento Tuttonormel – TNE), ricavato dalla seguente tabella:

Numero di strati	Posizione dello strato		
	I	II	III
2	0,80	0,80	-
3	0,78	0,75	0,78

Fonte: Tuttonormel – TNE. La distanza tra gli strati viene calcolata facendo riferimento al centro dei cavi di ciascuno strato

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.15 di 54

Portata dei cavi solari H1Z2Z2-K

Le portate dei cavi solari sono attinte dalla norma CEI EN 50618, che si riportano in tabella seguente.

Sezione [mm ²]	Portata I ₀ [A]				K per posa in canale/tubo
	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C	
1,5	30	28	25	23	0,85
2,5	41	38	34	31	0,84
4	55	51	46	41	0,84
6	70	64	59	53	0,84
10	98	90	82	74	0,85
16	132	121	111	99	0,84
25	176	162	148	132	0,83
35	218	201	183	164	0,82
50	276	254	232	207	0,82
70	347	319	291	260	0,82
95	416	383	349	312	0,81
120	488	449	410	366	0,81
150	566	521	475	425	0,80
185	644	592	541	483	0,82
240	775	713	651	581	0,82

I valori di portata indicati dalla richiamata norma e riportati in tabella si riferiscono alla posa fissa in aria libera, ossia la portata relativa alla posa dei cavi del tipo 13,14,15,16,17 di cui alla norma CEI 64-8, tabella 52.C.

Per la posa in tubo o canale, non essendo in questo caso cavi in aria libera, si è proceduto a ridurre cautelativamente le portate indicate in tabella secondo il medesimo coefficiente K di riduzione esistente tra posa 31 e 13 della norma CEI UNEL 35204-1 per ciascuna sezione di cavo (Riferimento: Fotovoltaico Tuttonormel). Pertanto, nella tabella è indicato anche il fattore di riduzione della portata dei cavi solari qualora essi siano installati in canale/tubo piuttosto che in aria libera.

Evidentemente anche per i cavi solari installati in fascio si applica il fattore K2 riportato nella CEI UNEL 35024/1. Per la posa dei cavi solari interrati direttamente o in tubo, si utilizza il calcolo della portata in accordo alla norma CEI UNEL 35026.

Posa cavi interrata – media tensione

La portata per i cavi di media tensione in aria o interrati, direttamente o attraverso tubo, si determina con la

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.16 di 54

relazione seguente, conformemente alla CEI-UNEL 35027:

Per posa in aria:

$$I_z = I_0 \cdot K_{ta}$$

Per posa interrata:

$$I_z = I_0 \cdot K_{tt} \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_r$$

Avendo indicato:

I_0 = Valore di portata di corrente ricavata dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35027

K_{ta} = fattore di correzione per temperatura dell'aria diversa da 30°C (Tabella 17 CEI UNEL 35027);

K_{tt} = fattore di correzione per temperatura del terreno diversa da 20°C (Tabella 18 CEI UNEL 35027)

K_d = fattore di correzione per spaziatura 250mm (anziché 70mm tra cavi tripolari direttamente interrati (Tabella 19 CEI UNEL 35027).

K_p = fattore di correzione per valori di profondità di posa diversi da 0,8m (Tabella 20-21 CEI UNEL 35027). La profondità di posa fa riferimento al centro dei cavi o dei circuiti.

K_r = fattore di correzione per resistività termica diversa dal valore di riferimento 1,5mk/W (Tabella 22-23 CEI UNEL 35027).

6.3 Verifica della caduta di tensione

Il calcolo della caduta di tensione è stato eseguito attraverso la relazione seguente:

$$\Delta V = k \cdot I_B \cdot L \cdot (r_L \cos \phi + x_L \sin \phi)$$

In cui si è indicato:

- ΔV : caduta di tensione di linea (V)
- k : fattore costante (2 per linee in alternata monofase e linee in corrente continua e 1,732 per linee in alternata trifase)
- I_B : corrente di impiego della linea (A)
- L : lunghezza della linea (m)
- r_L : Resistenza unitaria della linea (Ω/m), riferita alla massima temperatura di esercizio dell'isolante del cavo (EPR: 90°C – PVC: 70°C).
- x_L : reattanza unitaria della linea (Ω/m)
- $\cos \phi$: fattore di potenza

Per il corretto funzionamento delle apparecchiature elettriche si assume che il valore calcolato della massima caduta di tensione complessiva in corrente alternata sia:

- 1) inferiore al valore fissato del 4% in condizioni nominali

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.17 di 54

In riferimento alla parte in corrente continua dell'impianto l'esigenza di limitare la caduta di tensione così come è necessario per un impianto in corrente alternata viene meno; infatti, l'inverter compensa automaticamente la caduta di tensione a monte per mantenere in parallelo con la rete. La caduta di tensione lato generatore fotovoltaico, tuttavia, costituisce una perdita di potenza e, conseguentemente, una perdita economica, per effetto Joule nei cavi elettrici. In tale progetto, per tenere in considerazione questo aspetto, si limita la caduta di tensione lato DC ad un valore massimo del 4%.

6.4 Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione

Le caratteristiche di funzionamento di un dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi devono rispondere alle seguenti due condizioni:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Dove:

I_B = corrente di impiego del circuito;

I_z = portata in regime permanente della conduttura (Sezione 523 della Parte 5);

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione.

NOTA: Per i dispositivi di protezione regolabili la corrente nominale I_n è la corrente di regolazione scelta.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Generatore fotovoltaico:

Una valutazione specifica richiede la parte in corrente continua dell'impianto costituente il generatore fotovoltaico.

In un impianto fotovoltaico in corrente continua la scelta di considerare:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$$

e di scegliere una portata dei cavi in modo che:

$$I_B \leq I_z$$

determina la possibilità di non proteggere i cavi di stringa dal sovraccarico, in quanto nel funzionamento ordinario e per le scelte fatte, tali cavi non potranno mai trovarsi in una condizione di sovraccarico.

In tal caso i cavi vanno comunque protetti dalle correnti di corto-circuito (vedere paragrafo seguente).

6.5 Verifica del coordinamento contro il cortocircuito

Il dispositivo di protezione dal corto circuito deve intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe il conduttore ad assumere una temperatura superiore al valore limite ammissibile, per qualsiasi punto in cui il

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.18 di 54

corto circuito si verifica sulla linea. Ciò equivale ad impedire all'isolante del cavo il superamento della temperatura massima di corto circuito, limitando l'energia termica passante attraverso la protezione, a valori tollerabili dal cavo. La relazione da soddisfare è la seguente:

$$\int_0^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Per i cavi in media tensione il calcolo è riportato in Allegato.

Per i cavi in bassa tensione la relazione è nello specifico:

- t_i = tempo di intervento del dispositivo di protezione
- i = corrente di corto circuito che attraversa la linea
- S = sezione dei conduttori
- K = costante che dipende dal tipo di materiale conduttore e dal tipo di isolante. In accordo alla norma CEI 64-8:
 - PVC: Rame ($K=115$) – Alluminio ($K=74$)
 - EPR o XLPE: Rame ($K=143$) – Alluminio ($K=92$)

Il primo termine della relazione precedente si definisce integrale di Joule ed è una caratteristica propria del dispositivo di protezione e rappresenta l'energia termica specifica che tale dispositivo lascia transitare durante l'intervallo di tempo t_i . Il secondo termine $K^2 S^2$ invece, rappresenta l'energia termica specifica massima sopportabile dal cavo senza che la sua temperatura nell'istante finale del corto circuito superi quella massima prevista dalle norme, partendo dal valore della temperatura di servizio propria del tipo di cavo.

Il calcolo della corrente di corto circuito in riferimento alla parte in corrente alternata dell'impianto, in base alla quale si realizza la verifica della relazione di coordinamento precedente, dipende dal tipo di sistema elettrico.

Sistema elettrico TN

$$I_{CC\text{trifase}} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f})^2}}$$

$$I_{CCf-f} = \frac{V_n}{2 \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f})^2}}$$

$$I_{CCf-n} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f} + R_{l,n})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f} + X_{l,n})^2}}$$

$$I_{CCf-PE} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f} + R_{PE})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f} + X_{PE})^2}}$$

In tali relazioni risulta:

$I_{CC\text{trifase}}$ = corrente di corto circuito trifase, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

I_{CCf-f} = corrente di corto circuito fase-fase, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

I_{CCf-n} = corrente di corto circuito fase-neutro, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

I_{CCf-PE} = corrente di corto circuito fase-PE, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

V_n = tensione nominale

$R_{rete,f} - X_{rete,f}$ = resistenza e reattanza di fase della rete a monte del punto di consegna

$R_{l,f} - X_{l,f}$ = resistenza e reattanza di fase della linea fino al punto di corto circuito

$R_{l,n} - X_{l,n}$ = resistenza e reattanza di neutro della linea fino al punto di corto circuito

$R_{PE} - X_{PE}$ = resistenza e reattanza di PE della linea fino al punto di corto circuito

$R_{trafo} - X_{trafo}$ = resistenza e reattanza di neutro della linea fino al punto di corto circuito

I parametri equivalente della rete a monte del punto di consegna si determinano in funzione della seguente relazione:

$$Z_{rete} = \frac{V_n}{S_{cc}}$$

In cui S_{cc} è la potenza di corto circuito della rete a monte del punto di connessione.

Si ricavano le componenti dell'impedenza con le seguenti relazioni:

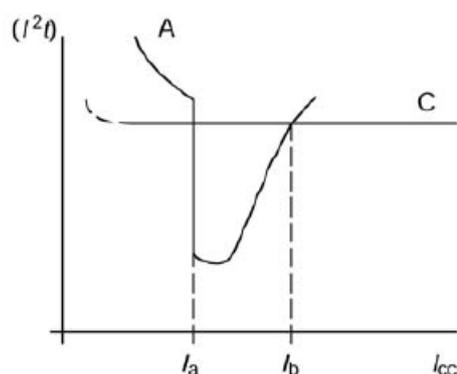
$$R_{rete} = Z_{rete} \cdot \cos \varphi_{cc}$$

$$X_{rete} = Z_{rete} \cdot \sin \varphi_{cc}$$

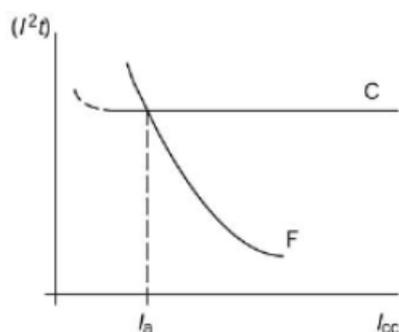
Si assume il valore:

$$\cos \varphi_{cc} = 0,15$$

La verifica dell'energia specifica passante si ottiene analizzando l'intersezione grafica dei diagrammi dei due termini, ottenendo l'intervallo $[I_a, I_b]$ che rappresenta l'intervallo per cui è verificata la condizione di coordinamento riferita all'integrale di Joule.



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con interruttore automatico
A= curva I^2t lasciato passare dall'interruttore C= curva I^2t sopportabile dal cavo



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con fusibile
F= curva I^2t lasciato passare dal fusibile C= curva I^2t sopportabile dal cavo

Quindi se il dispositivo di protezione dal corto-circuito è un interruttore automatico, deve risultare verificata la doppia condizione seguente:

$$1) \quad I_{ccmin} \geq I_a$$

Ossia la corrente di corto-circuito minima, che si produce all'estremità della condotta per un guasto non deve essere inferiore al valore I_a

$$2) \quad I_{ccmax} \leq I_b$$

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.21 di 54

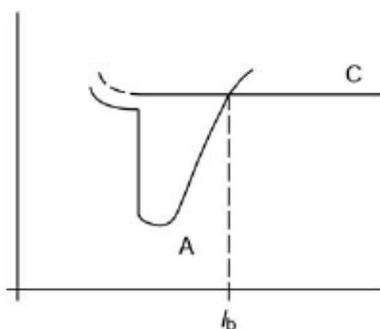
Ossia la corrente di corto-circuito massima, che si produce all'inizio della condotta per un guasto franco non deve essere superiore al valore I_b

Se il dispositivo di protezione dal corto-circuito è un fusibile, deve risultare verificata la condizione seguente:

$$I_{ccmin} \geq I_a$$

Ossia la corrente di corto-circuito minima, che si produce all'estremità della condotta per un guasto non deve essere inferiore al valore I_a

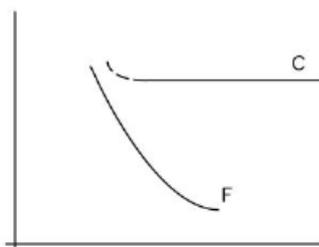
Tuttavia, la norma CEI 64-8 prevede il caso in cui il dispositivo di protezione dal corto-circuito è tale da assicurare anche la protezione dal sovraccarico, come normalmente avviene nella pratica per molte linee. In tal caso i casi precedentemente trattati diventano i seguenti:



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con interruttore automatico che assicura anche la protezione da sovraccarico

A= curva I^2t lasciato passare dall'interruttore C= curva I^2t sopportabile dal cavo

In tale caso, prevedendo un unico dispositivo di protezione contro sovraccarico e cortocircuito quale un interruttore automatico, la verifica della corrente di corto circuito minima non è necessaria. Infatti, in corrispondenza delle piccole correnti di corto circuito interviene lo sganciatore termico rispettando la verifica dell'integrale di Joule.



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con fusibile che assicura anche la protezione da sovraccarico

A= curva I^2t lasciato passare dall'interruttore C= curva I^2t sopportabile dal cavo

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.22 di 54

In tale caso, prevedendo un unico dispositivo di protezione contro sovraccarico e cortocircuito quale un fusibile, non è necessario eseguire la verifica dell'integrale di Joule e la condotta risulta automaticamente protetta dal corto-circuito.

Lo scrivente tecnico ha eseguito le verifiche illustrate il tale paragrafo ed ha appurato che la condizione di verifica del coordinamento contro il cortocircuito è soddisfatta per ciascuna linea elettrica costituente l'impianto progettato.

Generatore fotovoltaico:

Una valutazione specifica richiede la parte in corrente continua dell'impianto costituente il generatore fotovoltaico.

Per una trattazione di carattere generale si considera un impianto fotovoltaico così composto:

m= numero di stringhe connesse in parallelo ad un quadro di campo, collegato ad un assegnato inverter n= numero totale di stringhe in parallelo connesse in parallelo al medesimo inverter

Corto circuito in un punto M del cavo di stringa.

Per tale evento si determinano due correnti di corto circuito:

- $I_{M1} = 1,25 I_{sc}$ alimentata a monte dalla stringa in corto-circuito
- $I_{M2} = (n-1) 1,25 I_{sc}$ alimentata a valle dal resto di tutte le altre stringhe disposte in parallelo

La corrente di corto-circuito I_{M1} coincide con la corrente di impiego di stringa, valore per il quale il cavo è dimensionato.

Qualora all'inverter risulti $n \geq 3$ la corrente di corto-circuito di stringa I_{M2} supera il valore della corrente di impiego e sussiste la necessità di proteggere il cavo dal corto-circuito. Si può omettere la protezione se sussiste la relazione:

$$I_z \geq (n - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$$

Corto-circuito in un punto N sul cavo che collega il quadro di campo e l'inverter.

Per tale evento si determinano due correnti di corto circuito:

- $I_{N1} = m 1,25 I_{sc}$ alimentata a monte dalle m stringhe in parallelo
- $I_{N2} = (n-m) 1,25 I_{sc}$ alimentata a valle dalle altre (n-m) stringhe facenti capo al medesimo inverter

La corrente di corto circuito I_{N1} coincide con la corrente di impiego del tratto, valore per il quale il cavo è dimensionato.

La corrente di corto circuito I_{N2} è maggiore del valore della corrente di impiego del circuito se $n > 2m$; in tal caso si può sovradimensionare il cavo affinché risulti:

$$I_z \geq (n - m) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$$

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.23 di 54

Se tale condizione è soddisfatta, si può omettere la protezione dal corto-circuito.

La protezione dal corto-circuito negli impianti fotovoltaici in riferimento alla parte in corrente continua, si impiegano fusibili idonei per gli impieghi fotovoltaici.

Come esposto in tale paragrafo un fusibile protegge un cavo dal corto-circuito se interviene in maniera tale che sia soddisfatta la condizione dell'integrale di Joule:

$$\int_0^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Tuttavia, per quanto specificato in tale paragrafo, se la linea è protetta dal sovraccarico, che per i fusibili si traduce nel soddisfare la relazione:

$$I_B \leq I_N^{fusibile} \leq 0,9 \cdot I_Z$$

se ne deduce che non è richiesta la verifica dell'integrale di Joule, in quanto un cavo siffatto protetto dal sovraccarico tramite fusibile risulta automaticamente protetto anche dal corto-circuito.

Protezione dei moduli dalla corrente inversa

Accanto alle necessità di protezione dalle sovracorrenti esposte in precedenza, occorre realizzare una protezione specifica dei moduli fotovoltaici.

Infatti, se una stringa viene corto-circuitata, in tutto o in parte, a seguito di un guasto o per effetto di un ombreggiamento, le altre stringhe in parallelo originano una corrente che attraversa la stringa corto-circuitata in senso inverso a quello ordinario (corrente inversa). Tale corrente provoca cattivo funzionamento del modulo, generando riscaldamento anomalo. Pertanto, occorre proteggere il modulo dalla corrente inversa. Ciascun costruttore di moduli fotovoltaici dichiara la massima corrente inversa tollerabile; occorre dimensionare il fusibile di protezione al fine di evitare il passaggio di tale corrente; pertanto, la relazione di dimensionamento è la seguente:

$$I_N^{fusibile} \leq I_{inversa, modulo}$$

6.6 Protezione contro le sovratensioni

L'installazione di un impianto fotovoltaico richiede l'analisi e la protezione verso le sovratensioni generate da fulminazione dirette ed indirette.

Fulminazione diretta.

Nella fulminazione diretta di un impianto fotovoltaico a terra, la zona da proteggere è esterna ed il rischio di incendio è nullo; l'unico pericolo per le persone è costituito dalle tensioni di passo e contatto. Tuttavia, per effetto della presenza umana estremamente contenuta durante l'anno in poche ore necessarie alle attività di manutenzione, il rischio della fulminazione diretta è tale che il sistema in oggetto non prevede l'installazione

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.24 di 54

di LPS (Lightning Protection System).

Fulminazione indiretta

Occorre proteggere dalle sovratensioni di tipo indiretto sia l'inverter che i moduli fotovoltaici dell'impianto.

a) Protezione dell'inverter

Si installano SPD (Surge Protective Device) ai morsetti dell'inverter, caratterizzati dai seguenti valori:

- Tipo 2
- Tensione di esercizio continuativo $U_c > 1,25 U_{oc}$
- livello di protezione $U_p \leq U_{w,inv}$ ($U_{w,inv}$ è la tensione di tenuta ad impulso dell'inverter porta c.c. indicata dal costruttore)
- Corrente massima di scarica $I_{max} \geq 5 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto-circuito (con o senza fusibile), superiore alla corrente di corto-circuito nel punto di installazione

Qualora l'SPD sia installato lontano dai morsetti dell'inverter ma ad una distanza inferiore a 10m, occorre scegliere un SPD con un livello di protezione tale che $U_p \leq U_{w,inv}/2$, a causa dei fenomeni di oscillazione che si stabiliscono tra inverter ed SPD.

Se la distanza tra SPD ed inverter supera i 10m, il tratto di circuito compreso tra SPD ed inverter può essere sede di una tensione indotta, che dipenderà dalla lunghezza del tratto stesso.

Si può trascurare tale tensione indotta se:

- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono nello stesso cavo
- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono intrecciati tra loro
- i cavi sono schermati o sono posati all'interno di tubazioni o canali metallici chiusi collegati a terra ad entrambe le estremità

Nei casi differenti da quelli indicati occorre tenere conto della tensione indotta che si manifesta sul tratto collegante l'inverter e l'SPD, per conseguire la protezione dalla fulminazione.

Si indica con d = distanza in metri tra inverter ed SPD

In funzione della larghezza della spira che si determina dai conduttori attivi ed il PE si determina la massima distanza che comporta il conseguimento della protezione:

- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_p) / 60$
se i conduttori attivi ed il PE seguono percorso diversi (larghezza spira tipica 0,5 m)
- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_p) / 12$
se i conduttori attivi ed il PE seguono lo stesso percorso, posa nel medesimo condotto larghezza spira tipica 0,1m)

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.25 di 54

b) Protezione dei moduli

Gli SPD posti a protezione dell'inverter consentono di proteggere anche i moduli se $U_p \leq U_{w,mod} / 2$, avendo indicato con $U_{w,mod}$ la tensione di tenuta ad impulso dei moduli e se il tratto di circuito tra SPD e moduli rientra in uno dei seguenti casi:

- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono nello stesso cavo
- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono intrecciati tra loro
- i cavi sono schermati o sono posati all'interno di tubazioni o canali metallici chiusi collegati a terra ad entrambe le estremità

Negli altri casi occorre verificare che i moduli siano posti ad una distanza d_m inferiore a:

- $d_m \leq (U_{w,m} - 2 U_p) / 60$
se i conduttori attivi ed il PE seguono percorso diversi (larghezza spira tipica 0,5m)
- $d_m \leq (U_{w,m} - 2 U_p) / 12$
se i conduttori attivi ed il PE seguono lo stesso percorso, posa nel medesimo condotto (larghezza spira tipica 0,1 m)

Fulminazione indiretta. – lato corrente alternata

In riferimento alla protezione dell'impianto in corrente alternata, occorre installare SPD ad arrivo linea (dalla rete AC) tra i conduttori attivi e la terra, che abbiano le seguenti caratteristiche:

- SPD tipo 1
- Tensione di esercizio continuativo $U_c > 1,1 U_o$ avendo indicato con U_o = tensione verso terra per sistemi TT e TN
- Corrente impulsiva di scarica $I_{imp} \geq 10kA$
- Capacità di estinguere la corrente di corto-circuito a 50 Hz (con o senza fusibile) superiore alla corrente di corto-circuito nel punto di installazione.

È da notare che è ammessa l'installazione di un SPD di tipo 2 se $ND+NL \leq 0,01$

in cui:

ND = fulminazione diretta della struttura (fulmini/anno)

NL=fulminazione diretta della linea afferente alla struttura (fulmini/anno)

Per dimensionare l'SPD in riferimento al valore di U_p/f si segue la seguente procedura.

Nel caso in cui la distanza tra SPD ed inverter è inferiore o uguale a 10m occorre soddisfare la relazione

$$U_p/f \leq U_{w,inv}/2, \text{ dove } U_{w,inv} \text{ è la tensione di tenuta ad impulso porta a.c. dell'inverter.}$$

Se tale distanza supera i 10m il tratto di circuito compreso tra SPD ed inverter può essere sede di una tensione indotta, che dipenderà dalla lunghezza del tratto stesso.

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.26 di 54

Si può trascurare tale tensione indotta se:

- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono nello stesso cavo
- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono intrecciati tra loro
- i cavi sono schermati o sono posati all'interno di tubazioni o canali metallici chiusi collegati a terra ad entrambe le estremità

Nei casi differenti da quelli indicati occorre tenere conto della tensione indotta che si manifesta sul tratto collegante l'inverter e l'SPD, per conseguire la protezione dalla fulminazione.

- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_p/f) / 60$
se i conduttori attivi ed il PE seguono percorso diversi (larghezza spira tipica 0,5 m)
- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_p/f) / 12$
se i conduttori attivi ed il PE seguono lo stesso percorso, posa nel medesimo condotto (larghezza spira tipica 0,1m)

Se tali condizioni non sono soddisfatte occorre installare un SPD ai morsetti inverter con le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- $U_c > 1,1 U_o$
- $I_n \geq 5kA$
- Capacità di estinguere la corrente di corto-circuito a 50 Hz (con o senza fusibile) superiore alla corrente di corto-circuito nel punto di installazione.

La sezione minima dei conduttori di collegamento degli SPD sia sul lato corrente continua che sul lato corrente alternata deve essere $6mm^2$

6.7 Dimensionamento conduttore di neutro

Nei circuiti bipolari (F-N) e nei sistemi trifase con sezione di fase fino a $16mm^2$, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase.

Nei sistemi trifase con sezione di fase maggiore di $16mm^2$ si può impiegare per il conduttore di neutro una sezione minore di quella della fase, eventualmente anche inferiore alle metà della fase se sono rispettate le seguenti condizioni:

- il massimo valore della corrente di squilibrio non supera la portata del conduttore di neutro
- il tasso di terza armonica di corrente è tale da non superare il 15% della fondamentale.

6.8 Dimensionamento conduttore di protezione PE

In accordo alla CEI 64-8 la sezione dei conduttori di protezione PE può essere determinata attraverso due

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.27 di 54

metodologie alternative:

Regola convenzionale: si sceglie la sezione PE in funzione della sezione del conduttore di fase, secondo i valori riportati in tabella:

Sezione del conduttore di fase S_F [mm ²]	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione S_{PE} [mm ²]
$S_F \leq 16$	$S_{PE} = S_F$
$16 < S_F \leq 35$	16
$S_F > 35$	$S_{PE} = S_F / 2$

Con le seguenti precisazioni:

- se il conduttore PE non fa parte della stessa condotta dei conduttori di fase, si applica un minimo di 2,5mm² se è prevista una protezione meccanica o 4mm² senza protezione meccanica
- Se la sezione $S_f/2$ non è unificata si assume quella più vicina (minore o maggiore) rispetto ai valori unificati.

Regola di calcolo

La sezione del PE si determina in modo che non sia inferiore rispetto al seguente valore:

$$S_{PE} = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

SPE = sezione del conduttore di protezione PE

I = valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto con impedenza nulla

t = tempo di intervento del dispositivo di protezione

K = coefficiente il cui valore dipende dal materiale del PE, dall'isolamento, fornito dalla norma CEI 64-8. Si riportano i valori del coefficiente.

Materiale del conduttore	Materiale dell'isolante/rivestimento	
	PVC/Termoplastici $\delta_o=30 \delta_f=160$	EPR/HEPR -XLPE $\delta_o=30 \delta_f=250$
Rame	143	176
Alluminio	95	116
Ferro	52	64

Valori di K per conduttori di protezione costituiti da cavi unipolari o nudi in contatto con il rivestimento esterno dei cavi

Materiale del conduttore	Materiale dell'isolante/rivestimento	
	PVC/Termoplastici $\delta_o=70 \delta_f=160$	EPR/HEPR -XLPE $\delta_o=90 \delta_f=250$
Rame	115	143
Alluminio	76	94

Valori di K per conduttori di protezione costituiti da un'anima di cavo multipolare

Materiale del conduttore	Materiale dell'isolante/rivestimento	
	PVC/Termoplastici $\delta_o=60 \delta_f=160$	EPR/HEPR -XLPE $\delta_o=80 \delta_f=250$ (guaina Pb: 160)
Rame	122	149
Alluminio	79	96
Ferro	42	51
Piombo	22	19

Valori di K per conduttori di protezione costituiti dal rivestimento metallico o dall'armatura di un cavo

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.29 di 54

Materiale del conduttore	Condizioni di posa		
	A	B	C
Rame	228	159	138
Alluminio	125	105	91
Ferro	82	58	50

Valori di K per conduttori di protezione nudi quando non esistono pericoli di danneggiamento di materiali vicino per effetto della temperatura: $\delta o=30^{\circ}C$
 A: A vista in locali accessibili solo a personale addestrato. $\delta f=500$ (alluminio 300). Questi valori di temperatura sono validi solo se non compromettono la qualità delle connessioni
 B: In condizioni ordinarie $\delta f=200$
 C: In locali con pericolo di incendio $\delta f=150$

6.9 Dimensionamento conduttore di terra e del dispersore di terra

Il conduttore di terra è un particolare conduttore di protezione in quanto esso collega il nodo di terra dell'impianto al dispersore di terra.

In quanto conduttore di protezione deve avere una sezione almeno uguale a quella prescritta per i conduttori di protezione; inoltre, in qualità di conduttore di terra non può avere una sezione inferiore a quella indicata nella tabella 54 A della norma CEI 64-8.

Inoltre, occorre specificare che un conduttore di rame si considera sempre protetto dalla corrosione, a meno che esso non si trovi in ambienti particolarmente aggressivi dal punto di vista chimico.

In sintesi, la scelta del conduttore di terra di rame avverrà nel modo seguente in base ai seguenti casi.

1) Non Interrato

1A) Non protetto meccanicamente: $S_{CT} = S_{PEmax}$ con un minimo di $16mm^2$. Tale valore minimo diventa $25mm^2$ se il conduttore di terra è nudo e installato in un ambiente particolarmente aggressivo dal punto di vista chimico.

1B) Protetto meccanicamente: $S_{CT} = S_{PEmax}$ con sezione minima $25mm^2$ se il conduttore di terra è nudo e installato in un ambiente particolarmente aggressivo dal punto di vista chimico

2) Interrato

2 A) Isolato: $S_{CT} = S_{PEmax}$

2B) Nudo: $S_{CT} = S_{PEmax}$ con un minimo di $25mm^2$

Avendo indicato con:

S_{CT} = Sezione del conduttore di terra

S_{PEmax} = Sezione maggiore del conduttore di protezione

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.30 di 54

In merito al dimensionamento del dispersore di terra, si adotteranno i criteri indicati nella norma CEI 64-8, in particolare i valori indicati nella tabella 54.1 della suddetta norma all'interno della quale sono indicati i materiali e le dimensioni minime dei dispersori da adottare in funzione del tipo di installazione specifica. Tale tabella è riportata di seguito. Tali valori sono gli stessi indicati nella norma CEI 99-3.

Materiale	Superficie	Tipo di dispersori	Dimensione minima					
			Corpo			Rivestimento / guaina		
			Diametro mm	Sezione mm ²	Spessore mm	Valore minimo µm	Valore medi µm	
Acciaio	Zincato a caldo	Piattina		90		3	63	70
		Pro ilato		90		3	63	70
		Tubo	25			2	47	55
		Barra tonda per picchetto	16				63	70
		Tondo per dispersore orizzontale	10					50
	Guaina di piombo ^{a)}	Tondo per dispersore orizzontale	8				1000	
	Con guaina di rame estrusa	Barra tonda per picchetto	15				2000	
Con guaina di rame elettrolitica	Barra tonda per picchetto	14,2				90	100	
Rame	Nudo	Piattina		50		2		
		Tondo per dispersore orizzontale		25 ^{d)}				
		Corda	1,8 ^{d)}	25				
	Tubo	20			2			
	Stagnato	Corda	1,8 ^{d)}	25			1	5
	Zincato	Piattina		50		2	20	40
	Guaina di piombo ^{a)}	Corda	1,8 ^{d)}	25			1000	
	Filo tondo		25			1000		

a: Non idoneo per posa diretta in calcestruzzo. Si raccomanda di non usare il piombo per ragioni di inquinamento.
b: Piattina, arrotondata o tagliata con angoli arrotondati.
c: In condizioni eccezionali, dove l'esperienza mostra che il rischio di corrosione e di danno meccanico è estremamente basso, si può usare 16 mm².
d: Per fili singoli.

Tabella indicante il materiale e le dimensioni minime dei dispersori di terra per garantire la resistenza meccanica e la corrosione (CEI 64-8 e CEI 99-3)

6.10 Sezionamento e protezione del conduttore di neutro

Il sezionamento è un'operazione che serve a garantire la sicurezza degli operatori che lavorano sull'impianto elettrico fuori tensione. Pertanto, in riferimento al conduttore di neutro si procede nel modo seguente:

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.31 di 54

- nei sistemi TT ed IT il conduttore di neutro deve essere sempre sezionabile
- nei sistemi TN-C il conduttore di neutro, in questo caso coincide con il PE (PEN) non può essere sezionato
- nei sistemi TN-S, il sezionamento del conduttore di neutro è richiesto solo nei circuiti fase-neutro, derivati a valle di fusibili.

La protezione del circuito di neutro deve riguardare sia il corto-circuito sia il sovraccarico.

Protezione del neutro contro il corto-circuito.

Se il conduttore di neutro ha la stessa sezione del conduttore di fase ed i conduttori di fase sono protetti contro il corto-circuito, si conclude che risulta protetto anche il conduttore di neutro.

Se il conduttore di neutro ha una sezione minore di quella del conduttore di fase ($S_N < S_F$), occorre verificare che sia soddisfatta la relazione:

$$\int_0^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S_N^2$$

eseguendo la verifica per un corto-circuito fase-neutro all'inizio ed in fondo alla linea.

Quindi in sintesi, per proteggere il neutro, ad esempio, di un circuito quadripolare è sufficiente un interruttore tripolare, salvo il caso eccezionale in cui risulta non soddisfatta la relazione analitica precedente.

Protezione del neutro contro il sovraccarico.

Caso 1 ($S_N = S_F$)

Nel caso in cui risulti che il neutro ha la stessa sezione del conduttore di fase ($S_N = S_F$), il conduttore di neutro è protetto contro il sovraccarico se lo sono i conduttori di fase; quindi, non è necessario la protezione dedicata al conduttore di neutro.

Nei casi particolari in cui la terza armonica superi il valore del 33% della fondamentale, il conduttore di neutro diventa quello più caricato e, in tal caso, si impone un interruttore che protegga anche il neutro.

Caso 2 ($S_N < S_F$)

Nel caso in cui il neutro abbia una sezione minore di quella del conduttore di fase ($S_N < S_F$), la norma CEI 64-8 indica che non è necessario proteggere dal sovraccarico il conduttore di neutro se "la massima corrente che può attraversare il conduttore di neutro in servizio ordinario è chiaramente inferiore al valore della portata di questo conduttore". Pertanto, la norma adotta l'aggettivo generico "chiaramente" come discriminante per valutare la necessità di avere la protezione da sovraccarico del neutro in tale

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.32 di 54

caso. In mancanza di altre indicazioni, lo scrivente progettista assume la posizione di Tuttonormel (articolo Novembre 2017) assumendo un coefficiente di sicurezza tre; quindi, se la portata del conduttore di neutro supera almeno di tre volte la massima corrente di squilibrio nel servizio ordinario, tenuto conto anche delle eventuali armoniche (terza armonica) che può percorrere il conduttore di neutro, non è necessario proteggere il conduttore di neutro dal sovraccarico

6.11 Protezione dai contatti diretti

In merito alle misure di protezione contro i contatti diretti, si adotterà la protezione totale, ossia la protezione che si attua nel caso di impianti accessibili anche a persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficiente ad evitare i pericoli dell'elettricità (persone non addestrate). Tali misure consistono nell'isolamento delle parti attive e nell'uso di involucri e barriere.

Isolamento delle parti attive: le parti che sono normalmente in tensione devono essere ricoperte completamente da un isolamento non rimovibile, se non per distruzione dello stesso, rispondente ai requisiti richiesti dalle norme di fabbricazione del relativo componente. L'isolamento deve resistere agli sforzi meccanici, elettrici e termici che possono manifestarsi durante il funzionamento.

Protezione con involucri e barriere: Il grado minimo di protezione richiesto dalla norma CEI 64-8/4 è IPXXB. Per le superfici superiori di involucri e barriere orizzontali a portata di mano, è richiesto il grado di protezione minimo IPXXD.

6.12 Protezione dai contatti indiretti

Sistema TN

In un sistema TN esistono tanti anelli di guasto quante sono le masse suscettibili di andare in tensione. Un guasto è equivalente ad un corto circuito che si richiude attraverso il centro stella del trasformatore attraverso i conduttori di fase e di protezione. E' necessario verificare le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti siano tali che, in presenza di un guasto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione in un qualsiasi punto dell'impianto, l'alimentazione sia interrotta nei tempi indicati dalla norma CEI 64-8 e che sia soddisfatta la seguente condizione:

$$I_a \leq \frac{U_0}{Z_s}$$

U_0 = tensione nominale verso terra (lato bassa tensione) dell'impianto

Z_s = impedenza totale anello di guasto

I_a = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione entro i tempi indicati dalla norma. Tali tempi si applicano a circuiti terminali protetti con dispositivi di protezione dalle sovracorrenti aventi corrente nominale o regolata $I_r \leq 32A$. Per circuiti di distribuzione e per circuiti terminali

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.33 di 54

protetti da dispositivi di sovracorrente con corrente nominale o regolata $I_r \geq 32A$, la norma ammette un tempo massimo d'intervento di 5s. Qualora si utilizzi una protezione differenziale I_a è la corrente differenziale nominale d'intervento.

Si riportano le tabelle estratte dalla CEI 64-8 indicanti i tempi di interruzione da considerare per gli ambienti ordinari e non ordinari (Locali agricoli, cantieri edili, locali medici gruppo 1 e 2).

Sistema	50 V < U _o ≤ 120 V		120 V < U _o ≤ 230 V		230 V < U _o ≤ 400 V		U _o > 400 V	
	[s]							
	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.
TN	0,8	Nota 1	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1

U_o = tensione nominale verso terra in c.a o in c.c

Nota 1: Per le tensioni che sono entro la banda di tolleranza precisata nella norma CEI 8-6 si applicano i tempi di interruzione corrispondenti alla tensione nominale.

Nota 2: Per valori di tensione intermedi si sceglie il valore prossimo superiore della tabella

Tempi di interruzione: Luoghi ordinari

Sistema TN		Note:
U _o	Tempo	
[V]	[s]	U _o = tensione tra fase e terra
120	0,4	(*) Se tale tempo di interruzione non può essere garantito, può essere necessario prendere altre misure di protezione, quali un collegamento equipotenziale supplementare
230	0,2	
400	0,06	
>400	0,02 (*)	

Tempi di interruzione: Luoghi non ordinari

Sistema IT

La particolare configurazione di questo sistema consente che in caso di primo guasto a terra la corrente di guasto che si instaura sia fortemente limitata dall'impedenza capacitiva verso terra della linea e, pertanto, non richieda l'interruzione tempestiva. Questa tipologia di sistema elettrico è utilizzabile quando sussistano particolari esigenze di continuità di servizio.

La condizione che deve essere verificata è:

$$R_E = \frac{U_L}{I_d}$$

In cui risulta:

R_E= resistenza del dispersore di terra a cui le masse sono collegate

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.34 di 54

U_L =Tensione limite, letto sulla curva di sicurezza riportata nella norma CEI 64/8. Risulta:

$U_L=50$ V (luoghi ordinari);

$U_L=25$ V (ambienti ed applicazioni particolari: locali agricoli, cantieri edili e locali medici gruppo 1 e 2). I_{Δ} = corrente capacitiva di primo guasto a terra tra un conduttore di linea ed una massa.

Se tale condizione è soddisfatta, secondo la norma CEI 64/8 non è necessaria l'interruzione automatica del circuito; ma la medesima norma prescrive che l'impianto sia dotato di un dispositivo di controllo dell'isolamento a funzionamento continuo di tipo sonoro e visivo. Esso ha la funzione di monitorare e segnalare la riduzione del livello di isolamento dell'impianto elettrico affinché si possa procedere all'eliminazione di tale causa generante prima che si produca un secondo guasto elettrico, che vanificherebbe i benefici di continuità del sistema IT.

In caso di un secondo guasto a terra, si possono presentare i seguenti casi:

- Le masse dell'utilizzatore sono connesse ciascuna al proprio impianto di terra; in questo caso il sistema IT evolve in un sistema TT e la condizione di coordinamento con la conseguente interruzione automatica del circuito deve soddisfare le prescrizioni tipiche di un sistema siffatto TT
- Le masse dell'utilizzatore sono collegate ad un impianto di terra unico; in questo caso in questo caso il sistema IT evolve in un sistema TN e la relazione di coordinamento per la sicurezza verso i contatti indiretti è la seguente:

In cui risulta:

U_0 = tensione nominale tra fase e neutro U = tensione nominale tra fase e fase

Z_s = impedenza dell'anello di guasto costituito dal conduttore di fase e dal conduttore di protezione del circuito

Z'_s = impedenza dell'anello di guasto costituito dal conduttore di neutro e dal conduttore di protezione del circuito

I_{Δ} = valore di corrente di intervento del dispositivo di protezione entro i tempi definiti per i sistemi TN

La norma CEI 64/8 raccomanda di non distribuire il neutro nei sistemi IT.

Messa a terra delle cornici dei moduli e delle strutture fotovoltaiche

Rispetto alle prescrizioni generali da rispettare per la protezione verso i contatti indiretti, occorre fornire prescrizioni specifiche per quanto riguarda due punti fondamentali costituenti il generatore fotovoltaico:

- La messa a terra delle cornici dei moduli
- La messa a terra delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.35 di 54

a) Messa a terra delle cornici dei moduli

Con il termine massa si intende un componente elettrico che in condizioni ordinarie non è in tensione, ma che può andare in tensione per effetto del guasto dell'isolamento principale e che può essere toccata.

I moduli fotovoltaici sono dichiarati componenti di classe II, ossia sono caratterizzati dall'isolamento principale e da un isolamento supplementare, oppure da un isolamento rinforzato; pertanto, non è una massa e ai fini della protezione dai contatti indiretti non deve essere collegata a terra.

Infatti, il collegamento a terra di un apparecchio di classe II sarebbe utile solo in caso di cedimento dell'isolamento doppio o rinforzato. La probabilità che ceda tale isolamento è minore della probabilità che l'impianto di terra inefficiente assuma una tensione pericolosa e tale tensione possa essere riportata sull'involucro metallico dell'apparecchio di classe II tramite la stessa terra.

Pertanto, pur recependo la prescrizione normativa che vieta la messa a terra dei componenti di classe II, occorre considerare affinché il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter funzioni, in modo che il generatore fotovoltaico sia monitorato nel suo livello di isolamento, è necessario mettere a terra le cornici e/o le strutture di supporto dei moduli di classe II.

In conclusione, la messa a terra delle cornici dei moduli è una messa a terra funzionale e non di sicurezza. La messa a terra delle cornici dei moduli deve avvenire tramite il foro predisposto sulla cornice stessa.

b) Messa a terra delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Per stabilire se collegare a terra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici bisogna analizzare, caso per caso, il fine dell'eventuale messa a terra.

Nel caso del progetto in oggetto, i cavi di stringa sono posati nella struttura porta moduli; tali cavi sono di classe II.

Inoltre, per quanto detto in precedenza le cornici dei moduli sono di classe II, pertanto per coerenza va collegata a terra anche la struttura dei moduli affinché sia segnalato anche un guasto del cavo di classe II verso la struttura stessa, analogamente a quanto accade per i moduli.

Queste considerazioni sono di carattere generale in merito alle condizioni di sicurezza verso i contatti indiretti devono sovrapporsi rispetto alle prescrizioni fatte per quanto riguarda l'eventuale integrazione tra le strutture metalliche dell'impianto fotovoltaico con un preesistente LPS presente a servizio della struttura.

6.13 Circuiti a bassissima tensione

Un circuito elettrico si definisce a bassissima tensione se risulta alimentato con tensione nominale $V \leq 50$ Va.c. oppure $V \leq 120$ Vc.c.

Un trasformatore di sicurezza è un trasformatore avente tra gli avvolgimenti una separazione di

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.36 di 54

protezione e la tensione secondaria a vuoto non deve superare 50V. La separazione di sicurezza tra gli avvolgimenti primario e secondario consiste in: a) isolamento doppio, b) isolamento rinforzato, oppure c) uno schermo collegato a terra.

Per effetto di tale premessa un circuito a bassissima tensione può essere classificato SELV, PELV, FELV in relazione al tipo di sorgente, di separazione (semplice o di protezione) verso gli altri circuiti ed alla messa a terra di un punto del circuito.

- Sistema FELV: circuito alimentato in bassissima tensione attraverso trasformatore ordinario (isolamento funzionale) oppure i circuiti in oggetto non sono separati dagli altri circuiti.
- Sistema PELV: circuito alimentato in bassissima tensione attraverso trasformatore di sicurezza con un polo connesso a terra ed è separato dagli altri circuiti tramite le seguenti soluzioni:
 - a) circuito di bassissima tensione posato in tubi distinti dagli altri circuiti, oppure nel medesimo canale ma separati dagli altri circuiti da un setto separatore
 - b) circuito di bassissima tensione posato nel medesimo tubo/canale di altri cavi, tutti isolati per la tensione maggiore, oppure isolato per la bassissima tensione ma con gli altri cavi di classe II
 - c) circuito di bassissima tensione che fa parte di un cavo multipolare, insieme con altri circuiti, tutti isolati per la tensione maggiore.
- Sistema SELV: circuito alimentato in bassissima tensione attraverso trasformatore di sicurezza, isolato da terra, ed è separato dagli altri circuiti tramite le seguenti soluzioni:
 - d) cavi di bassissima tensione posati in tubi distinti dagli altri circuiti, oppure nel medesimo canale ma separati dagli altri circuiti da un setto separatore
 - e) cavi di bassissima tensione posati nel medesimo tubo/canale di altri cavi, tutti isolati per la tensione maggiore, oppure essi isolati per la bassissima tensione con gli altri cavi di classe II
 - f) circuito di bassissima tensione che fa parte di un cavo multipolare, insieme con altri circuiti, tutti isolati per la tensione maggiore.

Per i circuiti di comando, accanto al pericolo della folgorazione valido per tutti i sistemi elettrici, occorre valutare adeguatamente fenomeni che portano alla perdita di controllo dello stesso circuito, ossia realizzare circuiti che in caso di guasto a terra non portino ad azionamenti intempestivi dei motori, generando, quindi, sistemi a sicurezza positiva, ossia circuiti di comando con in serie i contatti di sicurezza che non devono essere corto-circuitati a seguito di un guasto sul circuito di comando.

In riferimento al progetto in oggetto i circuiti di bassissima tensione sono tali da soddisfare i

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.37 di 54

seguenti punti:

- sono alimentati da un trasformatore di sicurezza opportunamente identificato con il simbolo normativo
- presentano la separazione di protezione dagli altri circuiti, secondo una delle condizioni precedentemente indicate a)-b) o c)
- un polo del circuito secondario (24Vac) è collegato a terra.

Pertanto, è classificato come sistema PELV, collegando a terra un polo del circuito ausiliario ed inserendo i contatti di sicurezza sull'altro polo.

In questo modo un primo guasto a terra sull'altro polo non messo a terra determina un corto circuito, nel senso che l'intervento dell'interruttore automatico annulla la corrente che circola nella bobina del contattore e, conseguentemente, porta al fuori servizio del circuito ausiliario. Di contro un guasto a terra sul polo a terra (comune delle bobine) è irrilevante. In questo modo si consegue un circuito ausiliario cosiddetto a sicurezza positiva, cioè un guasto a terra pone il sistema in sicurezza, ma anche fuori servizio.

È importante sottolineare che in tal caso, tutte le parti metalliche (masse) con le quali il circuito ausiliario può venire in contatto devono essere collegate al polo messo a terra; tale messa a terra non è richiesta per la protezione dai contatti indiretti ma per rendere affidabile il funzionamento del circuito di comando. Infatti, anche con un polo a terra, il verificarsi di un doppio guasto di una massa potrebbe portare a corto-circuitare un contatto di sicurezza ed a rendere non sicuro il circuito di comando.

Protezione contro i contatti indiretti

Un sistema PELV come quello in progetto non richiede la protezione verso i contatti indiretti. Quindi tutte le parti metalliche con le quali il circuito ausiliario può venire in contatto devono essere collegate al polo messo a terra del circuito ausiliario, come descritto in precedenza, per garantire l'affidabilità di sicurezza nel funzionamento del circuito ausiliario e non per i pericoli di folgorazione.

Protezione contro i contatti diretti.

Per un sistema PELV non è richiesta la protezione dai contatti diretti se:

- Tensione $\leq 25\text{Vac}$ oppure $\leq 60\text{Vcc}$ in presenza del collegamento equipotenziale principale (EQP)
- Tensione $\leq 12\text{Vac}$ oppure $\leq 30\text{Vcc}$ in assenza del collegamento equipotenziale principale.

Negli altri casi le parti attive del circuito ausiliario devono essere protette contro i contatti diretti; tale protezione può essere realizzata mediante il grado di protezione IPXXB o mediante un isolamento idoneo per la tensione del circuito ausiliario.

6.14 Tubi e canali portacavi

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.38 di 54

Il dimensionamento dei tubi portacavi è stato realizzato nel modo seguente.

Per i tubi

d= diametro interno del tubo

f = diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in accordo alla norma CEI 64-8:

- $d \geq 1,3 f$ (valore prescritto)
- $d \geq 1,5 f$ (valore consigliato)

Per i canali e le passerelle

S = sezione utile canale o passerella

S_{cavi} = sezione retta occupata dal fascio di cavi

In accordo alla CEI 64-8:

$$\frac{S}{S_{cavi}} \leq 2$$

7. AREA DI ACCESSO, RECINZIONE E VIABILITÀ INTERNA

L'accesso all'impianto avverrà attraverso apposito cancello praticato su tratto accedente da strada pubblica; tale particolare è riportato sulle planimetrie componenti il progetto.

La viabilità interna al campo fotovoltaico da garantire ai mezzi per il trasporto dei materiali al sito e per le successive attività di manutenzione avverrà per effetto della strada interna da realizzare in terra battuta con adduzione di uno strato di ghiaia bianca superficiale. Tale viabilità avrà i seguenti requisiti minimi:

- larghezza 3,0;
- raggio di volta > 3m;
- pendenza: non superiore al 10%;
- resistenza al carico: superiore a 12 tonnellate per asse.

Al termine dei lavori si procederà al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

È prevista l'esecuzione di un cancello e di una recinzione metallica zincata le cui caratteristiche dimensionali sono riportate negli allegati progettuali.

La recinzione è prevista a maglia rombica in ferro zincato plastificato di opportuno spessore e con altezza di 2,50m e di colore verde. Alla base viene lasciato uno spazio di 15cm per consentire la continuità ecologica per il passaggio della piccola fauna. Sarà posta in opera su paletti in ferro zincato IPE ad ali parallele di altezza di 2,5m, posti a distanza non superiore a 3m oltre ad un contrafforto ogni 25m circa e

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.39 di 54

sarà corredata di legatura con filo di ferro alle asole dei paletti, e ancorati a piccoli plinti di calcestruzzo. I pali da mettere in opera saranno fissati sul terreno mediante basamenti di calcestruzzo gettato in opera. Il cancello di accesso al campo fotovoltaico sarà realizzato tramite struttura e pannelli in acciaio zincato, anch'esso di color verde (vedasi le planimetrie allegate).

8. ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

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

- Illuminazione perimetrale del campo fotovoltaico
- Illuminazione esterna delle cabine elettriche

Si descrivono i sistemi indicati.

1) Illuminazione perimetrale del campo fotovoltaico

- Tipo lampada: LED
- Tipo armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade per ogni sostegno: almeno 1
- Funzione: illuminazione notturna e antintrusione

In fase di progetto esecutivo si valuterà la possibilità di apportare miglioramenti ai valori del rapporto tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio

2) Illuminazione esterna delle cabine elettriche

- Tipo lampade: LED;
- Tipo armatura: corpo alluminio pressofuso, forma ogivale; Numero lampade: 2 per cabina;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

L'accesso all'area dell'impianto sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato antintrusione composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, raggio d'azione 40 m;
- telecamere Speed-Dome installata su tetto cabina. Per effettuazione di Tours e controllo dell'area di cabina.
- Fibra ottica, aggraffata sul retro dei moduli fotovoltaici, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde (eventuali) sistemate in prossimità delle murature di cabina e dei cancelli di ingresso;

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.40 di 54

- centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato affinché sia garantita la loro perfetta funzionalità

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza descritti saranno installati su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno un'altezza massima di 3,5m, saranno dislocati ogni 40m circa di recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti e le videocamere del sistema di videosorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello specifico scavo.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni. In corrispondenza di rilevamento di un'infrazione la centralina di controllo alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna gsm. Parimenti, se l'intrusione dovesse verificarsi di notte, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori.

Una trattazione specifica riguarda il sistema di allarme che verrà installato a servizio della protezione dei cavi elettrici dell'impianto, in particolare dei cavi realizzanti il collegamento tra gli inverter e le cabine di campo. Tali cavi sono di sezione maggiore rispetto ai cavi di stringa e, pertanto, sono più attraenti per i fenomeni di furto. I tentativi di furto si concentrano prevalentemente nelle ore notturne, quando la tensione lato DC è praticamente nulla favorendo il taglio dei cavi e la loro asportazione fraudolenta.

Il sistema di allarme contro i furti di cavi elettrici previsto per il seguente progetto è così costituito:

- Sensori installati sui pozzetti della tratta di collegamento tra gli inverter e le cabine di campo, in grado di rilevare l'apertura degli stessi;
- Trasduttori amperometrici installati sui cavi AC. Tali componenti saranno posizionati in corrispondenza dei quadri di bassa tensione all'interno della cabina di campo;
- Un sistema trasmettitore installato in corrispondenza degli inverter ed un sistema ricevitore installato in arrivo lato cabina di campo, in grado di generare e rilevare un segnale di corrente sull'anello chiuso costituito dai cavi nel tratto monitorato;
- Due elementi che chiudono l'anello costituito dal cavo monitorato installati uno in corrispondenza dell'inverter ed un altro in corrispondenza della cabina di campo;
- Una centralina di controllo installata nella cabina di campo, in grado di acquisire il segnale generato e ricevuto dal trasmettitore/ricevitore e rilevare l'allarme.

Per effetto di un taglio fraudolento di un cavo su tale tratta, anche nelle ore notturne in assenza della

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.41 di 54

tensione lato DC, si genera una differenza tra il segnale generato e quello ricevuto lungo l'anello chiuso che, rilevato dalla centralina, determina un allarme specifico al sistema. Allo stesso modo viene generato un allarme in corrispondenza di eventi di manomissione e rimozione di tutti gli elementi costituenti l'impianto di monitoraggio in oggetto.

9. OPERE EDILI

Per effetto della morfologia pianeggiante del terreno, non si rendono necessari sbancamenti e riporti o livellamenti del terreno.

Tuttavia, per la posa in opera dei cavidotti e delle cabine elettriche si rendono necessari degli scavi del terreno alla profondità variabile tra 0,6-1,0m per i cavidotti e di 0,5-0,8m per le sottofondazioni delle cabine.

Le aree interessate da piazzole e dalla viabilità d'impianto saranno scoticate per circa 0,50m per la rimozione del terreno vegetale, dopodiché verrà posato uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani carrabili al transito dei mezzi pesanti per il trasporto dei componenti dell'impianto.

Le cabine prefabbricate verranno posate su vasche in cls prefabbricato poggiate direttamente sullo strato superficiale di terreno naturale previa rimozione dello strato vegetale con scavo di splateamento della profondità 0,50 m e posa di uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani livellati e drenanti rispetto alle acque meteoriche.

I cavidotti saranno rinterrati con lo stesso materiale proveniente dagli scavi ed eventuali eccedenze saranno distribuite sul terreno riempiendo gli avvallamenti presenti al fine di uniformare il piano di campagna.

L'eventuale materiale in eccesso sarà utilizzato per il rifianco delle cabine stesse o sul terreno medesimo. Le superfici rinfiancate saranno sistemate a verde con essenze autoctone.

10. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte". I montaggi meccanici in campo consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno. I montaggi elettrici in campo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei quadri di parallelo in corrente continua;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e i quadri di parallelo in corrente

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.42 di 54

continua;

- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo in corrente continua e i rispettivi inverter, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro di parallelo in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;

11. COLLAUDI

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

1) Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

2) Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

3) Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1) Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2) Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.43 di 54

- 3) Verifica delle opere meccaniche:
verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature;
- 4) Verifica della rete di terra:
verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
- 5) Verifica dei collegamenti di terra:
verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;
- 6) Verifica dei collegamenti elettrici:
verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;
- 7) Prova di isolamento verso terra:
verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni:
temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45°C.
umidità relativa: compresa tra 45 e 85%.
tensione di prova: 2000Vcc per 1 minuto (tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6.
- 8) Verifica degli organi di manovra e di protezione:
verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi.
- 9) Misura della resistenza di isolamento del campo fotovoltaico:
la misura, da eseguire con tensione di 1000Vcc, sui morsetti del QPCC, deve essere superiore a 50/N M Ω in condizioni di tempo asciutto, e superiore a 20/N M Ω in condizioni di tempo piovoso (N = numero di moduli).
- 10) Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:
le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo
- 11) Verifica degli strumenti di misura:

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.44 di 54

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

12. MESSA IN ESERCIZIO

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguiranno le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT
- avviamento degli inverter
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Prima della messa in esercizio occorre eseguire un collaudo funzionale dell'impianto prevedendo le seguenti misure. Il risultato delle suddette misure dovrà essere riportato sull'apposito certificato di collaudo redatto dalla Direzione Lavori/Collaudatore dell'opera.

1) Verifica della tensione a vuoto delle stringhe.

Tale misura verrà eseguita secondo il paragrafo 15.4 della norma CEI 82-25 – Variante V1. Tale misura serve per verificare la corretta installazione delle stringhe.

La misura deve essere eseguita dopo aver aperto e sezionato i circuiti delle singole stringhe.

Per i moduli realizzati in silicio cristallino la tensione a vuoto delle stringhe dipende poco dall'irraggiamento, mentre aumenta molto quando diminuisce la temperatura.

I valori misurati devono essere riportati alla temperatura standard di riferimento 25°C, con la seguente relazione:

$$V_{oc} (std) = V_{oc}(mis) + K_v (25 - T_{cell})$$

In cui risulta:

$V_{oc} (std)$: Tensione a vuoto della stringa a 25°C (V)

$V_{oc}(mis)$: Tensione a vuoto della stringa alla temperatura della cella misurata (V)

K_v : coefficiente di temperatura di V_{oc} (V/K) del modulo fotovoltaico

T_{cell} : temperatura della cella (°C)

Per determinare T_{cell} si può procedere in due modi distinti secondo la norma CEI 82-25 – V1:

- a) Misura diretta attraverso un sensore a contatto (termo resistivo o termocoppia) applicato sul retro del modulo;
- b) Misura della temperatura ambiente T_{amb} e calcolo della corrispondente valore di T_{cell} con la seguente formula:

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.45 di 54

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \times G_p / 800$$

in cui risulta:

NOCT: dato dichiarato dal costruttore del modulo fotovoltaico (°C)

G_p: irraggiamento solare globale (W/m²) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura non superiore al 3%.

La misura della temperatura deve avvenire con un sensore la cui incertezza è non superiore a 1°C.

Criterio di validazione della misura: lo scostamento massimo tra i valori ottenuti delle tensioni a vuoto delle singole stringhe componenti un inverter oppure un MPPT di un inverter, deve essere non superiore al 5%.

Verifica delle correnti di corto circuito delle stringhe fotovoltaiche

Tale misura verrà eseguita secondo il paragrafo 15.5 della norma CEI 82-25 – Variante V1.

Tale misura serve per verificare la corretta installazione delle stringhe e l'assenza di errori di cablaggio del generatore fotovoltaico.

Per realizzare tale misura è indispensabile adottare un dispositivo quale un IMS adatto alle correnti continue attraverso cui chiudere in corto-circuito le stringhe.

Per i moduli realizzati in silicio cristallino la corrente di corto circuito delle stringhe dipende poco dalla temperatura, mentre aumenta molto quando aumenta l'irraggiamento la temperatura.

I valori misurati devono essere riportati alla temperatura standard di riferimento 25°C e di irraggiamento 1000 W/m², con la seguente relazione:

$$I_{sc}(std) = \frac{I_{sc}(mis)}{G_N [1 + \alpha(T_{cell} - 25)]}$$

In cui risulta:

I_{sc}(std): corrente di corto circuito della stringa in condizioni standard (A) I_{sc}(mis): corrente di corto circuito della stringa misurata (A)

G_N: G_p / G_{std}

G_p: irraggiamento solare globale (W/m²) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura non superiore al 3%.

G_{std}: irraggiamento solare standard = 1000 W /m² T_{cell}: temperatura della cella (°C)

α: coefficiente di temperatura di I_{sc} (A/K) del modulo fotovoltaico

Per la determinazione del valore della temperatura della cella vale quanto specificato in precedenza per il calcolo di Voc.

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.46 di 54

Criterio di validazione della misura: lo scostamento massimo tra i valori ottenuti delle correnti di corto circuito delle singole stringhe componenti un inverter oppure un MPPT di un inverter, deve essere non superiore al 5%.

3) Verifiche della resistenza d'isolamento dei circuiti elettrici verso terra

Lo scopo di questa misura è verificare che la resistenza d'isolamento dell'impianto abbia valori adeguati a quanto prescritto dalla norma CEI 64-8/6.

La norma CEI 82-25 – Variante V1 propone due metodi attraverso cui è possibile eseguire tale misura.

Metodo 1: misura della resistenza d'isolamento verso terra della polarità positiva e negativa separatamente

Metodo 2: misura della resistenza d'isolamento verso terra delle polarità positiva e negativa cortocircuitate tra esse.

Criterio di validazione della misura:

- Per un valore di tensione del sistema ($V_{oc, std} \times 1,25$) > 500V :

Tensione di Prova=1000V Resistenza isolamento minima = 1MΩ

4) Verifica della prestazione dell'impianto fotovoltaico.

La norma CEI 82-25 – Variante V1 introduce il seguente indice di prestazione dell'impianto fotovoltaico:

$$PR_p = \frac{P_{CA}}{R_{fv2} \cdot \frac{G_p}{G_{std}} \cdot P_n}$$

In cui risulta:

P_{CA} : potenza attiva prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, misurata con incertezza non superiore al 2%

P_n : potenza nominale del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle potenze dei singoli moduli

G_p : irraggiamento solare globale (W/m^2) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura non superiore al 3%. Tale valore deve essere non inferiore a $600 W/m^2$

G_{std} : irraggiamento solare standard = $1000 W/m^2$

$R_{fv2} = 1$ se $T_{cell} \leq 40^\circ C$

$R_{fv2} = 1 - (T_{cell} - 40) \times \gamma / 100$

γ = coefficiente di temperatura di potenza (W/K) del modulo fotovoltaico

Criterio di validazione della misura:

$PR_p > 0,78$ se $P_{inv} \leq 20 kW$

$PR_p > 0,80$ se $P_{inv} > 20 kW$

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.47 di 54

avendo indicato con P_{inv} la potenza nominale dell'inverter

13. DOCUMENTAZIONE

A conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto, sono emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- Progetto "as built" redatto, timbrato e firmato da un progettista abilitato, e integrato con le eventuali varianti realizzate in corso d'opera (come costruito).
- Manuale d'uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione, corredato di schede tecniche dei materiali e apparecchiature installati;
- Elenco dei moduli fotovoltaici che compongono l'impianto, indicante modello, marca e numero di matricola (come riportato dai costruttori), organizzato in ordine progressivo;
- Certificato di collaudo firmato e timbrato in originale dal collaudatore, attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- Dichiarazione di conformità, sottoscritta dall'installatore (con abilitazione lettera A) e corredata con gli eventuali allegati obbligatori e facoltativi;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Documentazione attestante che i materiali ed i componenti sono stati specificamente acquistati o prodotti per l'impianto fotovoltaico in oggetto, o comunque non già impiegati per altri impianti;
- Certificazione di garanzia dei moduli, rilasciata dai costruttori, attestante il numero di anni di garanzia delle prestazioni dei moduli fotovoltaici installati. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;
- Certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;

14. PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto al presente progetto, devono essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito. Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata ed a 1500V in corrente continua"

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.48 di 54

- CEI 11-17: “Impianti di produzione, trasporto, distribuzione dell’energia elettrica. Linee in cavo”
- CEI 0-21: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- CEI EN 60898-1: “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”
- CEI EN 60947-1: “Apparecchiature a bassa tensione Parte 1: Regole generali”
- CEI EN 60947-2: “Apparecchiature a bassa tensione Parte 2: Interruttori automatici”
- CEI EN 60947-3: “Apparecchiatura a bassa tensione Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili”
- CEI-EN 60947-4-1: “Apparecchiature a bassa tensione Parte 4-1: Contattori e avviatori - Contattori e avviatori elettromeccanici”
- CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”
- CEI EN 62305-1: “Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali”
- CEI EN 62305-2: “Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazioni del rischio”
- CEI EN 62305-3: “Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”
- CEI EN 62305-4: “Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture”
- CEI 81-28: “Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici”
- CEI 81-29: “Linee guida per l'applicazione delle Norme CEI EN 62305”
- CEI 81-30: “Protezione contro i fulmini - Reti di localizzazione fulmini (LLS) - Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di Ng (Norma CEI EN 62305-2)”
- CEI EN 60529: “Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)”
- CEI 64-12: “Guida per l’esecuzione dell’impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”
- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”
- CEI-UNEL 35024/1: “Cavi elettrici isolati in materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua – Portate in regime permanente per posa in aria”
- CEI-UNEL 35026: “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.49 di 54

- CEI-UNEL 35026: “Cavi di energia per tensione nominale U da 1kV a 30 kV. Portate di corrente in regime permanente – Posa in aria ed interrata”
- IEC 6084.:2020: “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) - Test methods and requirements”
- CEI EN 61386-1: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali”
- CEI EN 61386-21: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”
- CEI EN 61386-22: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”
- CEI EN 61386-23: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”
- CEI EN 60598-1: “Apparecchi di illuminazione Parte 1: Prescrizioni generali e prove”
- CEI EN 60598-2-1: “Apparecchi di illuminazione Parte II: Prescrizioni particolari Apparecchi fissi per uso generale”
- CEI EN 62032: “Moduli LED per illuminazione generale - Specifiche di sicurezza”
- CEI 20-13: “Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV”
- CEI EN 50525-2-31: “Cavi elettrici - Cavi energia con tensione nominale non superiore a 450/750 V (U0/U) Parte 2-31: Cavi per applicazioni generali - Cavi unipolari senza guaina con isolamento termoplastico in PVC”
- CEI EN 50575: “Cavi per energia, controllo e comunicazioni – Cavi per applicazioni generali nei lavori di costruzione soggetti a prescrizioni di resistenza all'incendio”
- UNI-EN 13501-6: “Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 6: Classificazione in base ai risultati delle prove di reazione al fuoco sui cavi di alimentazione, controllo e comunicazione”
- UNI-EN 13501-5: “Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 5: Classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno”
- UNI 9177: “Classificazione di reazione al fuoco dei prodotti combustibili”
- CEI EN 60332-1-2: “ Prove su cavi elettrici e ottici in condizioni d'incendio Parte 1-2: Prova per la propagazione verticale della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato - Procedura per la fiamma di 1 kW premiscelata”
- CEI 20-38: “Cavi senza alogeni isolati in gomma non propaganti l'incendio per tensioni nominali U0/U

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.50 di 54

non superiori a 0,6/1kV”

- CEI EN 61349-1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali”.
- CEI EN 61439-2: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza”
- CEI EN 61439-3: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)”
- CEI EN 61439-6: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”
- UNI EN 12464-1: “Luce ed illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 2: Posti di lavoro in interni”
- CEI EN 60079-10-1: “Atmosfere esplosive Parte 10-1: Classificazione dei luoghi - Atmosfere esplosive per la presenza di gas”
- CEI 31-35: “Atmosfere esplosive Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)”
- CEI EN 55011 “Apparecchi industriali, scientifici e medicali (ISM) - Caratteristiche di radiodisturbo - Limiti e metodi di misura”
- CEI EN 61800-3 “Azionamenti elettrici a velocità variabile Parte 3: Norma di prodotto relativa alla compatibilità elettromagnetica ed ai metodi di prova specifici”
- CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- CEI 0-21 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- CEI 82-25 “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- UNI 10349-1 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata”
- CEI EN 50618: “Cavi elettrici per impianti fotovoltaici”

Oltre ad essere rispondenti alle norme CEI, l'impianto in oggetto è stato progettato in conformità delle seguenti leggi e decreti:

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.51 di 54

- Legge 1/3/1968 n° 186: “Disposizione concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici”;
- DM n° 37 del 22/1/2008: “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n°248 del 2/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”
- Legge 9/4/2008 n° 81: “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 Agosto 2007 n° 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” – Testo unico sulla sicurezza nei luoghi di lavoro-
- DPR n° 462 del 22/10/2001: “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”
- DM 16/2/1982: “Elenco delle attività soggette al controllo dei vigili del fuoco”
- DPR n° 151 del 1/8/2011: “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prescrizione degli incendi, a norma dell’art.49 comma 4-quater del DL 31/5/2010 n°78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30/7/2010 n°122”
- Decreto del Ministero dell'Interno 3 agosto 2015: "Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139" - (Gazzetta Ufficiale n. 192 del 20/8/2015 - Supplemento Ordinario n. 51)
- DM 12/4/1996: Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l’esercizio degli impianti alimentati da combustibili gassosi.
- Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 17 Gennaio 2018 (Norme tecniche di costruzioni)
- Circolare del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 21 Gennaio 2019 n°7 “Istruzioni per l’applicazione dell’Aggiornamento delle Norme tecniche per le costruzioni di cui al decreto ministeriale 17 Gennaio 2018”
- “Guida per l’installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione anno 2012” – DCPREV prot. n. 1324 del 07/02/2012
- “Chiarimenti alla nota prot. DCPREV 1324 del 07/02/2012” – DCPREV 6334 del 04/05/2012

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.52 di 54

ALLEGATO 1: CALCOLI ELETTRICI

Si riporta il risultato del calcolo elettrico di dimensionamento dei cavi costituenti l'impianto di utenza.

I collegamenti di bassa tensione in corrente continua dell'impianto di utenza sono realizzati attraverso una rete radiale collegante le singole stringhe fotovoltaiche direttamente agli inverter disposti in vicinanza ai medesimi tracker fotovoltaici.

I cavi in uscita dagli inverter (800V) sono collegati alle cabine di campo con un collegamento radiale.

I collegamenti di media tensione dell'impianto di utenza sono realizzati attraverso una rete ad anello aperto interrata esercita alla tensione nominale di 30kV, collegante le cabine di campo con la cabina utente.

Portata in aria circuiti corrente continua								
Sigla	Formazione	I_B [A]	Posa	n° circuiti	I_0 [A]	K_1	K_2	I_z [A]
H1Z2Z2-K	2(1x6)	18,8	Tubo	12	70	0,7	0,45	22,05

I_B = corrente massima del circuito
 I_0 = portata di corrente ammissibile a 60°C [dichiarata dal costruttore]
 K_1 = fattore di correzione per cavo esposto alla radiazione solare (art. 2.7 CEI-UNEL 35024/1)
 K_2 = fattore di correzione per circuiti realizzati con cavi installati in fascio (Tabella 4 CEI-UNEL 35024/1)
 I_z = portata cavo nelle condizioni di posa

Portata interrata circuiti corrente continua											
Sigla	Formazione	I_B [A]	Posa	n° tubi	n° circuiti per tubo	I_0 [A]	K_1	K_2	K_3	K_4	I_z [A]
H1Z2Z2-K	2(1x6)	18,8	Tubo	3	4	52	1	0,65	1,02	1	34,48

I_B = corrente massima del circuito
 I_0 = portata di corrente ammissibile a 20°C [dichiarata dal costruttore]
 K_1 = fattore di correzione per temperatura terreno diversa da 20°C (Tabella II CEI-UNEL 35026)
 K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (Tabella III CEI-UNEL 35026)
 K_3 = fattore di correzione per profondità d'interramento (Tabella IV CEI-UNEL 35026)
 K_4 = fattore di correzione per resistività termica (Tabella V CEI-UNEL 35026)
 I_z = portata cavo nelle condizioni di posa

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.53 di 54

Caduta di tensione circuiti in continua									
Sigla	Formazione	I_B [A]	Lunghezza [km]	Resistenza [Ω /km]	Reattanza [Ω /km]	$\cos \phi$	V_{MPPT} [V]	ΔV [V]	ΔV [%]
H1Z2Z2-K	2(1x6)	18,8	0,1	3,39	-	1	1107,2	12,7464	1,15%

I_B = corrente massima del circuito
 V_{MPPT} = tensione della stringa in condizioni STC
 Lunghezza calcolata nelle condizioni peggiori dell'impianto

Portata interrata circuiti 800V									
Sigla	Formazione	I_B [A]	Posa	I_0 [A]	K_1	K_2	K_3	K_4	I_z [A]
ARE4EX	3(1x95)	135	Direttamente interrato	245	1	1	1	1	245,00

I_B = corrente massima del circuito
 I_0 = portata di corrente ammissibile a 20°C [dichiarata dal costruttore]
 K_1 = fattore di correzione per temperatura terreno diversa da 20°C (Tabella II CEI-UNEL 35026)
 K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (Tabella III CEI-UNEL 35026)
 K_3 = fattore di correzione per profondità d'interramento (Tabella IV CEI-UNEL 35026)
 K_4 = fattore di correzione per resistività termica (Tabella V CEI-UNEL 35026)
 I_z = portata cavo nelle condizioni di posa

Caduta di tensione circuiti 800V									
Sigla	Formazione	I_B [A]	Lunghezza [km]	Resistenza [Ω /km]	Reattanza [Ω /km]	$\cos \phi$	V_n [V]	ΔV [V]	ΔV [%]
ARE4EX	3(1x95)	135	0,2	0,32	-	1	800	14,96	1,87%

I_B = corrente massima del circuito
 V_n = tensione nominale del circuito
 Lunghezza calcolata nelle condizioni peggiori dell'impianto

	Elaborato: Relazione tecnica impianto fotovoltaico	Rev. 2	
		Giugno 2023	Pag.54 di 54

Portata interrata circuiti 30kV									
Sigla	Formazione	I_b [A]	Posa	I_0 [A]	K_{tt}	K_d	K_p	K_r	I_z [A]
ARE4H1R	3(1x185)	290	D6	361	1	1,06	1	1	382,66
<p> I_b = corrente massima del circuito I_0 = portata di corrente ammissibile a 20°C [dichiarata dal costruttore] Posa D6 = due cavi a trifoglio distanziati 250mm (art. 6.2 CEI-UNEL 35027) K_{tt} = fattore di correzione per temperatura terreno diversa da 20°C (Tabella 18 CEI-UNEL 35027) K_d = fattore di correzione per spaziatura 250mm (Tabella 19 CEI-UNEL 35027) K_p = fattore di correzione per profondità d'interramento (Tabella 20 CEI-UNEL 35027) K_r = fattore di correzione per resistività termica (Tabella 22 CEI-UNEL 35027) I_z = portata cavo nelle condizioni di posa </p>									

Caduta di tensione circuiti 30kV									
Sigla	Formazione	I_b [A]	Lunghezza [km]	Resistenza [Ω /km]	Reattanza [Ω /km]	$\cos \phi$	V_n [V]	ΔV [V]	ΔV [%]
ARE4H1R	3(1x185)	290	2,4	0,211	0,12	1	30000	254,36	0,85%
<p> I_b = corrente massima del circuito V_n = tensione nominale del circuito Lunghezza calcolata nelle condizioni peggiori dell'impianto </p>									

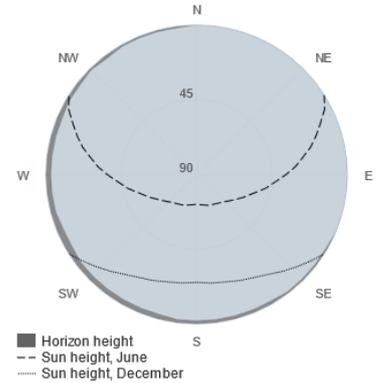
Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

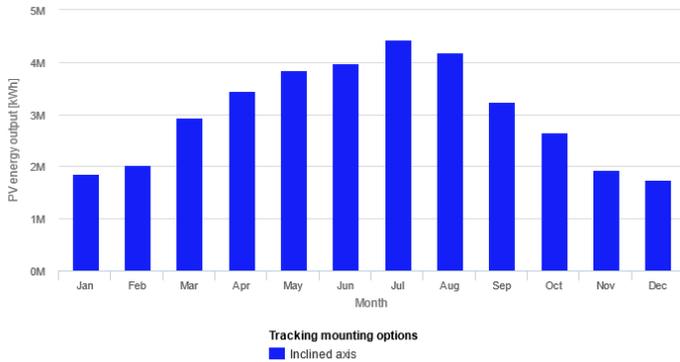
Provided inputs:		Simulation outputs	
Latitude/Longitude:	41.487,15.213	IA*	
Horizon:	Calculated	Slope angle [°]:	37 (opt)
Database used:	PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production [kWh]:	36281971.45
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2360.99
PV installed:	19641.6 kWp	Year-to-year variability [kWh]:	1558156.3
System loss:	14 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence [%]:	-1.51
		Spectral effects [%]:	0.92
		Temp. and low irradiance [%]:	-8.47
		Total loss [%]:	-21.76

* IA: Inclined axis

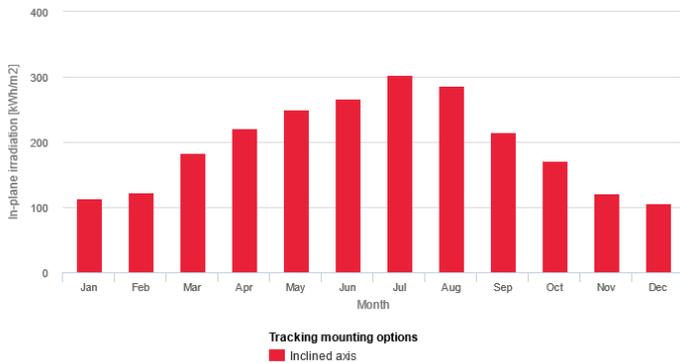
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



Month	Inclined axis		
	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1861298.1	113.0	497391.9
February	2017590.9	123.4	457599.9
March	2937912.3	183.7	482160.2
April	3445406.0	221.1	380046.6
May	3844368.3	250.7	386934.3
June	3983614.3	266.9	276713.7
July	4436241.0	303.6	224618.9
August	4179386.8	285.9	347475.8
September	3235516.1	214.8	282656.6
October	2655673.4	170.7	432759.7
November	1933523.2	120.5	279265.6
December	1751441.1	106.7	309386.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Preliminary

Mono Multi Solutions



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG20C.20

PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

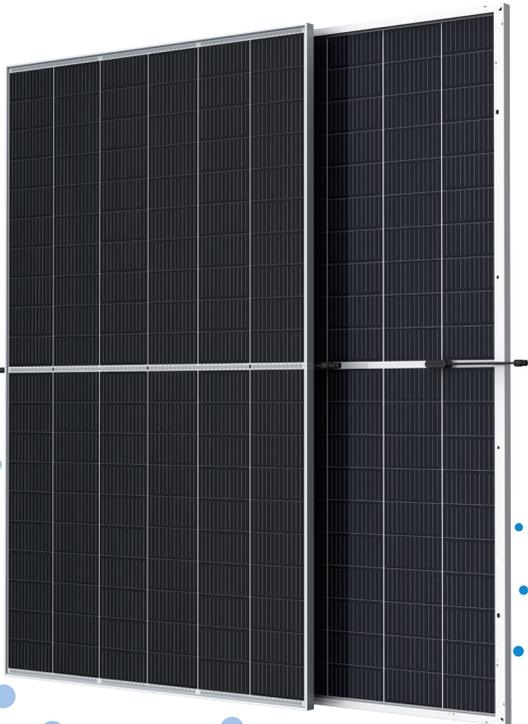
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 600W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

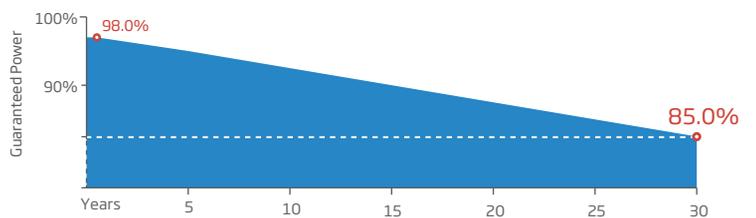
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



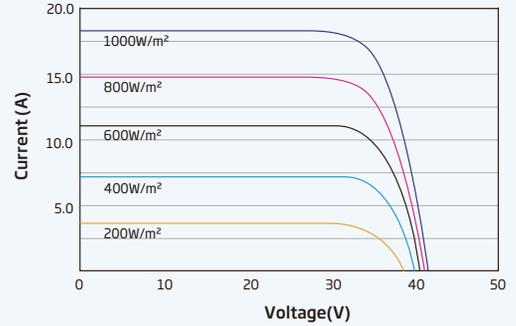
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



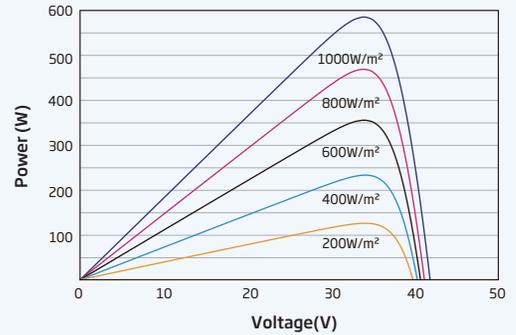
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η _m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces



Inverter solari

PVS-175-TL

Il PVS-175-TL è l'innovativo inverter trifase di FIMER, che offre una soluzione ad alta tensione ideale per applicazioni su larga scala con installazioni a terra.

175 kW

Alta densità di potenza

Questo nuovo inverter, con la più alta densità di potenza nel segmento dei 1500 Vdc, può generare fino a 185 kVA a 800 Vac. Ciò consente di massimizzare il ritorno sull'investimento per i grandi impianti a terra, riducendo anche i costi totali del sistema (BoS) degli impianti fotovoltaici di qualsiasi taglia.

Flessibilità di progettazione

I suoi 12 MPPT e il suo design senza fusibili aumentano la flessibilità di progettazione degli impianti fotovoltaici, anche dei più complessi, mantenendone inalterata la resa.

Facilità di installazione

Installazione facile e veloce, con connessione plug and play, direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, con conseguente risparmio di tempo e costi per la preparazione del sito e per la gestione di tutto il sistema nel tempo. La presenza di sezionatori DC integrati e del sezionatore AC (opzionale) elimina la necessità di componenti esterni, come quadri di parallelo DC e AC. Il suo concetto di raffreddamento avanzato allunga la vita del sistema e minimizza i costi di manutenzione grazie alla presenza di ventole interne ad alta affidabilità. Queste possono essere facilmente smontate durante i cicli di manutenzione programmata, mentre il modulo di potenza può essere facilmente sostituito senza smontare la scatola di cablaggio.

Comunicazione avanzata per O&M

La connessione wireless da qualsiasi dispositivo mobile rende la configurazione dell'inverter e dell'impianto più facile e veloce. Maggiore facilità di utilizzo grazie all'interfaccia utente che

consente di accedere alla funzionalità di configurazione avanzata dell'inverter.

La mobile APP per installatori e la procedura guidata permettono una rapida installazione e il commissioning simultaneo di più inverter, risparmiando così i tempi sul sito.

Integrazione di sistema veloce

Il protocollo di comunicazione standard Modbus, conforme a SUNSPEC, permette un'integrazione di sistema veloce. La presenza di due porte Ethernet garantisce una comunicazione veloce e a prova di futuro per qualsiasi impianto fotovoltaico.

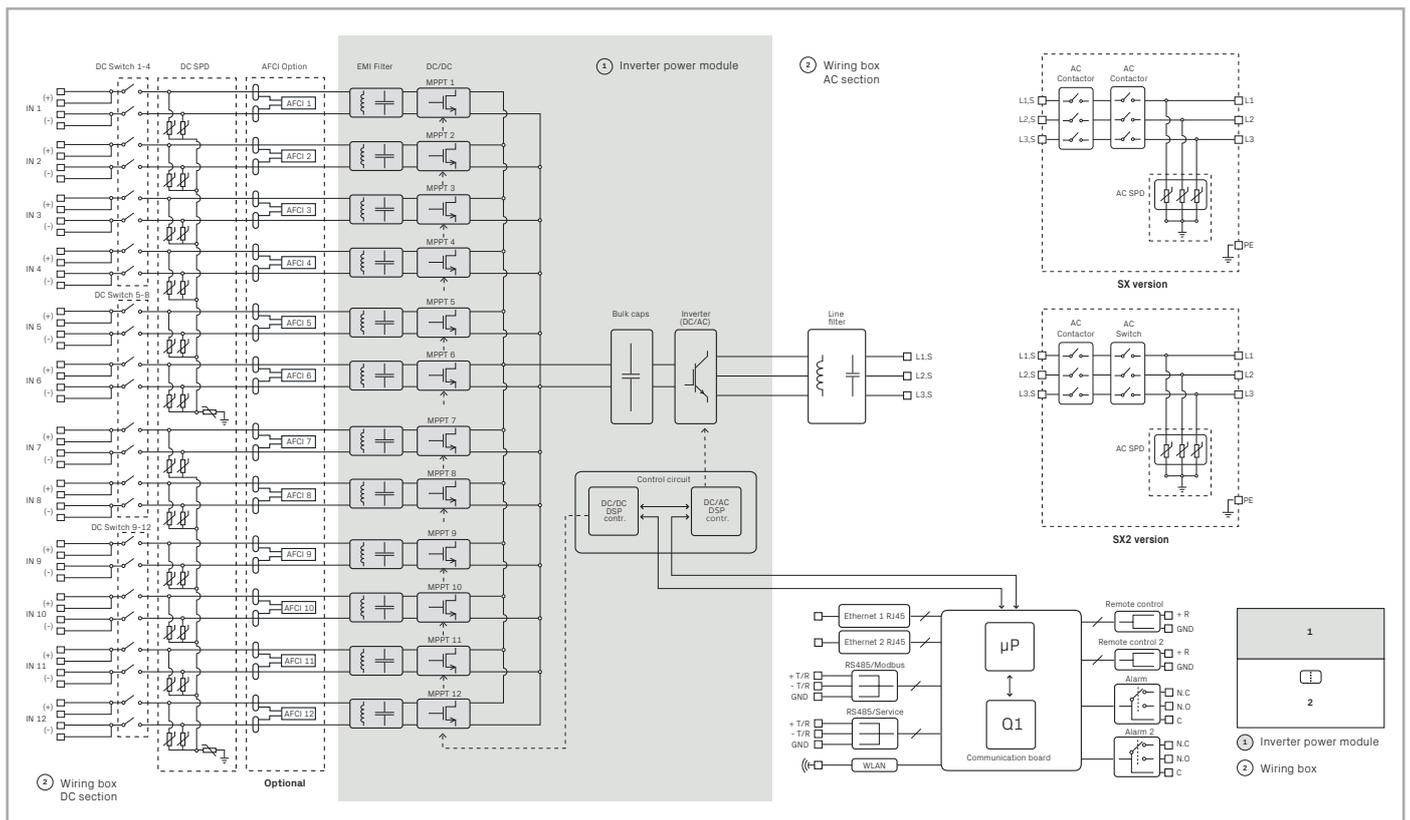
Proteggi i tuoi asset

Il monitoraggio degli impianti è facilitato dalla possibilità di connettere ciascun inverter alla piattaforma Aurora Vision cloud, grazie alla cybersecurity all'avanguardia e all'opzione Arc Fault Detection, il tuo investimento e la profittabilità sono protetti a lungo termine.

Caratteristiche principali

- Fino a 185 kW di potenza
- Design all-in-one, senza fusibili
- Modulo di potenza e scatola di cablaggio separati per una facile rimozione e ricambio
- Facile accesso ai componenti interni
- 12 MPPT e alta tensione di ingresso
- Interfaccia Wi-Fi per commissioning e configurazione
- Monitoraggio e aggiornamento firmware da remoto tramite Aurora Vision cloud
- Accesso standard gratuito ad Aurora Vision cloud

Diagramma a blocchi PVS-175-TL



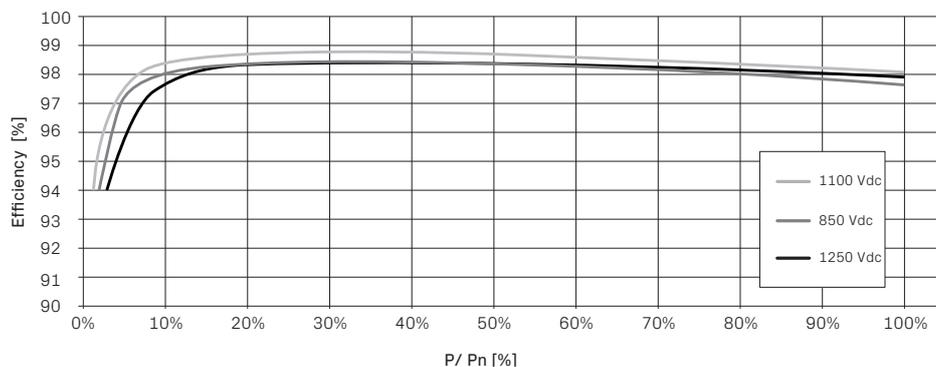
Dati tecnici e modelli

Modello	PVS-175-TL
Ingresso	
Massima tensione assoluta DC in ingresso ($V_{max,abs}$)	1500 V
Tensione di attivazione DC di ingresso (V_{start})	750 V (650...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ($V_{dmin}...V_{dcmx}$)	$0.7 \times V_{start}...1500$ V (min 600 V)
Tensione nominale DC in ingresso (V_{dcr})	1100 Vdc
Potenza nominale DC in ingresso (P_{dcr})	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT indipendenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) a P_{acr}	850...1350 V
Massima corrente DC in ingresso per ogni MPPT ($I_{MPPT,max}$)	22 A
Massima corrente di corto circuito di ingresso per ogni MPPT ($I_{sc,max}$)	30 A
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2 ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido ¹⁾
Protezioni di ingresso	
Opzione Arc Fault Detection ²⁾	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Protezione da inversione di polarità	Si, da sorgente limitata in corrente
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT	Tipo 2 con monitoraggio
Controllo di isolamento campo fotovoltaico (resistenza di isolamento)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Unità di monitoraggio correnti residue (protezione dispersione corrente)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT	20 A/1500 V - 50 A/1000 V
Portata fusibili	Non applicabile
Monitoraggio della corrente di stringa	A livello MPPT
Uscita	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita ($P_{acr} @ \cos\phi=1$)	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ($P_{acmax} @ \cos\phi=1$)	185 000 W @ ≤ 30°C
Potenza apparente massima (S_{max})	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita ($V_{ac,r}$)	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...960) ³⁾
Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$)	135 A
Frequenza nominale di uscita (f_i)	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz/55...65 Hz ³⁾
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, 0...1 induttivo/capacitivo con massima S_{max}
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di In)	< 0.5%*In
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M63)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC ⁴⁾	Barra di rame per connessioni a capocorda con dadi M10 (inclusa)
Protezione di uscita	
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale
Massima protezione da sovracorrente AC	200 A
Protezione da sovratensione di uscita - dispositivo per protezione da sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio
Prestazioni operative	
Efficienza massima (η_{max})	98.7%
Efficienza pesata (EURO/CEC)	98.4%
Comunicazione	
Interfacce di comunicazione	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45) ⁵⁾
Interfaccia utente locale	4 LED, Web User Interface, Mobile APP
Protocollo di comunicazione	MODBUS RTU/TCP (SunSpec compliant)
Strumento di messa in funzione	FIMER installer for solar inverters mobile App / Web user Interface incorporato
Servizio di monitoraggio remoto	Aurora Vision, Plant Management Platform
Funzioni avanzate	Algoritmo di controllo per la limitazione della potenza esportata/ data logging per inverter e accessori / Aggiornamento Firmware remoto
Ambientali	
Temperatura ambiente	-25...+60°C/-13...140°F con derating oltre 40°C/133 °F
Umidità relativa	4%...100% condensa
Pressione di emissione acustica, tipica	65dB(A) @ 1m
Massima altitudine operativa senza derating	2000 m/6560 ft

Dati tecnici e modelli

Modello	PVS-175-TL
Fisici	
Grado di protezione ambientale	IP 65 (IP54 per sezione di raffreddamento)
Sistema di raffreddamento	Aria forzata
Dimensioni (H x L x P)	867x1086x419 mm/34.2" x 42.8" x 16.5" per modelli, -SX 867x1086x458 mm / 34.2"x42.7"x18.0" per modelli, -SX2
Peso	~76kg/167,5 lbs per modulo di potenza ~77kg/169,7 lbs per scatola di cablaggio 153 kg/337,2 lbs per peso totale
Sistema di montaggio	Staffe a parete (solo supporto verticale)
Sicurezza	
Livello di isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Sicurezza e norme EMC	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311
Norme di connessione alla rete ⁶⁾	CEI 0-16, UTE C 15 712-1, JORDAN IRR-DCC-MV e IRR-TIC, BDEW, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, P.O. 12.3, DRRG D.4, AS/ NZS4777.2
Modelli disponibili	
Modulo di potenza inverter	PVS-175-TL-POWER MODULE
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + SPD Tipo 2 (DC & AC)	WB-SX-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + sezionatore AC + SPD Tipo 2 (DC & AC)	WB-SX2-PVS-175-TL
Opzioni disponibili	
Opzione Arc Fault Detection	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B ²⁾ con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Piastra AC, Cavi polo singolo	Piastra con 5 pressacavi AC individuali 3 x M40: Ø 22...32mm, 1 x M32: Ø 18...25mm
Piastra AC, Cavi polo multiplo	Piastra con 2 pressacavi AC individuali 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M32: Ø 18...25mm
Pre-Charge ⁷⁾	Funzionamento notturno con capacità di riavvio
Anti-PID ⁸⁾	Basato sulla polarizzazione notturna

Curve di efficienza PVS-175-TL



1) Multicontact MC4-Evo2. Gli accoppiatori di cavi possono accettare fino a 10mm² (AWG8)

2) Disponibile come opzione. Prestazioni in linea con i requisiti previsti dalla normativa IEC 630277

3) La tensione AC e l'intervallo di frequenza possono variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione

4) L'uso di cavi in alluminio è possibile tramite capicorda bimetallici

5) Come previsto per l'articolo IEEE 802.11b/g, 2.4 Ghz

6) Verificare la disponibilità tramite il canale di vendita

7) L'inverter, durante le ore notturne, non può effettuare la misura della resistenza di isolamento prima della connessione. Quando questo accessorio è installato l'inverter deve essere installato ed operare in una area recintata con accesso limitato al solo personale qualificato in accordo alla IEC 62109-2

8) Non può operare simultaneamente quando installato in concomitanza del sistema di alimentazione notturna



Per maggiori informazioni si prega di contattare un rappresentante FIMER o visitare:

fimer.com

L'azienda si riserva il diritto di apportare modifiche tecniche o modificare i contenuti del presente documento senza preavviso. Per quanto riguarda gli ordini di acquisto, valgono i dettagli concordati. FIMER declina qualsiasi responsabilità per possibili errori o mancanza di informazioni nel presente documento.

L'azienda si riserva tutti i diritti sul presente documento, sugli argomenti e sulle illustrazioni in esso contenuti. Qualsiasi riproduzione, rivelazione a terzi o utilizzo dei contenuti, in toto o in parte, è vietata senza previa autorizzazione scritta da parte di FIMER. Copyright© 2020 FIMER. Tutti i diritti riservati.



CAVI UNIPOLARI FLESSIBILI CON TENSIONE NOMINALE MASSIMA 1800V_{cc} PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI E SOLARI CON ISOLANTI E GUAINA IN MESCOLA RETICOLATA SENZA ALOGENI LSOH TESTATO PER DURARE PIU' DI 25 ANNI QUESTI CAVI POSSONO ESSERE USATI FINO A 1800V_{cc} VERSO TERRA

SINGLE CORE FLEXIBLE CABLES, SUITED FOR PHOTOVOLTAIC AND SOLAR SYSTEM WITH CROSSLINKED POLYMER LSOH INSULATION AND HALOGEN FREE SHEATH. TESTED FOR MORE 25 YEARS LONG LIFE. THESE CABLES CAN BE USED UP 1800 V_{cc} TO EARTH

(Conforme alla direttiva BT 2014/35/UE - Direttiva 2011/65/EU (RoHS 3))

(Accordingly to the standards BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 3))

Norme di riferimento

Standards

CEI EN 50618
EN 50575:2014 + EN 50575/A1:2016



Isolamento mescola speciale reticolata LSOH
Guaina mescola speciale reticolata Senza Alogeni
Conduttore a corda flessibile classe 5 di rame STAGNATO ricotto.

LSOH special compound isolation reticulated
Halogen Free Sheath cross-linked special compound
Flexible conductor TINNED copper, class 5.

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

Condizioni di impiego piu comuni

Per vari elementi degli impianti fotovoltaici. Per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari Conformi alla CPR. Resistenti all'ozono secondo EN 50396. Resistenti ai raggi UV secondo HD605/A1. Cavo testato per durare nel tempo secondo la EN 60216 Interpretazione norma Temperatura in uso continuo 120°C per 20.000 h (=2,3 anni) temperatura in uso continuo 90°C(=30 anni) . Adatti anche per posa interrata diretta o indiretta ,in ambienti esterni.

SPECIAL FEATURES:

Water resistant AD8 as per CEI EN 50525-2-21

Condizioni di posa

Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):

Diametro	8	12	20	>20
Terminali	2D	3D	4D	4D
Fisso	3D	3D	4D	4D

Sforzo massimo di tiro:

Massimo sforzo di tiro: 15N/mm²;

Imballo

Matasse da 100 mt. in involucri termoretraibili o bobina con metrature da definire in fase di ordine

Colori anime

Unipolare: Neutro

Colori guaina

Nero, Rosso, Blu

Marcatura ad inchiostro

GENERAL CAVI -Eca- IEMMEQU -<HAR> H1Z2Z2-K anno costruzione metratura progressiva

Common features

For the interconnection of the various elements of photovoltaic systems , suitable for fixed installations outs ide and inside, unprotected pipes within s ight or cashed out, or similar closed system CPR approvad. Ozone-resistant according to EN50396. UV-res is tant according to HD605/A1. The cable is tes ted for durability according to EN 60216 (indicated also in 2P fg 169/08.2007)S tandard interpretation under continuous use temperature 120°C for 20000h (= 2.3, years) continuous use temperature 90°C (= 30 years For direct or indirect underground wiring. Power and control use outdoor applications.

SPECIAL FEATURES:

Water resistant AD8 as per CEI EN 50525-2-21

Employment

Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):

Diameter	8	12	20	> 20
Terminal	2D	3D	4D	4D
Fixed	3D	3D	4D	4D

Maximum pulling stress:

Maximum tensile load: 15N/mm²;

Packing

100mt. rings in thermo foil or drums with quality to agree.

Core colours

Single core: Light-Grey

Sheath colour

Black, Red, Blue

Ink marking

GENERAL CAVI- Eca - IEMMEQU - <HAR> H1Z2Z2-K YEAR progressive lenght.

H1Z2Z2-K

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno Massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di Corrente ammissibile a 60°C	Portate di corrente In CC interrato a 20°C
<i>Cores number</i>	<i>Nominal Section</i>	<i>Approx conductor diameter</i>	<i>Insulation medium thickness</i>	<i>Maximum external diameter</i>	<i>Approx cable weight</i>	<i>Electric resistance at 20°C</i>	<i>Current carrying capacities 60°C</i>	<i>Current carrying burried 20°C</i>
(N°)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)
Unipolare / Single core								
1x	2.5	2.0	0.7	5.4	42.5	8.21	41	32
1x	4 #	2.5	0.7	6.6	58.2	5.09	55	41
1x	6 #	3.0	0.7	7.4	79.4	3.39	70	52
1x	10 #	3.9	0.7	8.8	128.4	1.95	98	70
1x	16 #	5.0	0.7	10.1	184.5	1.24	132	91
1x	25	6.4	0.9	12.5	276.8	0.795	176	118
1x	35	7.7	0.9	14.0	368.8	0.565	218	144
1x	50	9.2	1.0	16.3	557	0.393	276	178
1x	70	11.0	1.1	18.7	767	0.277	347	218
1x	95	12.5	1.1	20.8	989.6	0.210	416	258
1x	120	14.2	1.2	22.8	1232.8	0.164	488	298
1x	150	15.8	1.4	25.5	1540	0.132	566	386
1x	185	17.5	1.6	28.5	1833	0.108	644	515
1x	240	20.1	1.7	32.1	2450	0.0817	775	620

Note
A marchio TUV

Note
#TUV

(Conforme alla direttiva BT 2014/35/UE - Direttiva 2011/65/EU (RoHS 2))

(Accordingly to the standards BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2))

Norme di riferimento
Standards

ENEL DC 4147 HD 603 HD 605 EN 60228 EN 60811 EN 60332-2-1


 Conduttore a corda rigida di ALLUMINIO, classe 2.
 Isolamento in XLPE, qualità DIX3
 Guaina in mescola termoplastica tipo DMO1

 Aluminium rigid compact conductor, class 2.
 XLPE Insulation quality DIX3
 Thermoplastic sheath, DMO1

<i>Tensione nominale U0</i>	600 V	<i>Nominal voltage U0</i>
<i>Tensione nominale U</i>	1000 V	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Tensione di prova</i>	4000 V	<i>Test voltage</i>
<i>Tensione massima Um</i>	1200 V	<i>Maximun voltage Um</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	85°C	<i>Maximun operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito</i>	250°C	<i>Maximun short circuit temperature</i>
<i>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</i>	-15°C	<i>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	0°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

Condizioni di impiego piu comuni

 Cavo per posa interrata, destinato alla distribuzione dell'energia elettrica con tensione $U_0/U=0,6/1$ kV

Condizioni di posa

Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):

6D

Sforzo massimo di tiro:

 50 N/mm²
Imballo

Bobine con metrature da definire in fase d'ordine

Colori anime

Unipolare: nero

Colori guaina

Grigio

Marcatura ad inchiostro

General Cavi

designazione completa del cavo

ultime due cifre dell'anno di produzione

Cavo unipolare

ENEL ARE4*E-0,6/1 kV 50 XXXXX B 01 2006 12 0000

Cavo multipolare ad elica visibile

Anima di FASE 1:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 0000 FASE 1

Anima di FASE 2 o 3:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 FASE x

Common features

 Underground installation cable for distribution of electricity with a voltage $U_0 / U = 0.6 / 1$ kV

Employment

Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):

6D

Maximum pulling stress:

 50 N/mm²
Packing

Drums to agree

Core colours

Single core: black

Sheath colour

Grey

Ink marking

General Cavi

complete description of the cable

last two digits of the year of production

Single core

ENEL ARE4*E-0,6/1 kV 50 XXXXX B 01 2006 12 0000

Triplex Asseblly

phase 1:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 0000 FASE 1 FASE

1

phase 2 o 3:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 FASE x FASE x

ARE4E 0,6/1kV

Formazione	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
							In aria	in tubo in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
<i>Formation</i>	<i>Nominal Section</i>	<i>Approx conductor diameter</i>	<i>Insulation thickness</i>	<i>Approx external diameter</i>	<i>Approx cable weight</i>	<i>Electric Resistace 20°C</i>	<i>Current carrying capacities</i>				<i>Thermal Current Short Circuit</i>
(N°)	(mmq)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	<i>Flat in air</i>	<i>In pipe</i>	<i>directly buried</i>	<i>In pipe burried</i>	(kA)
Unipolare / Single core											
1x	50	8.6	1.0	14.0	250	0.641	164	131	167	134	4.3
1x	95	12	1.1	17.5	440	0.320	261	209	245	196	8.9
1x	150	15	1.4	21.5	625	0.260	350	280	313	250	13
1x	240	19.2	1.7	27	977	0.125	490	392	413	331	23

Numero conduttori	Sezione nominale	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
		In aria	In tubo o in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
<i>Conductor Number</i>	<i>Nominal Section</i>	<i>Current carrying capacities</i>				<i>Thermal Current Short Circuit</i>
(N°)	(mmq)	<i>in air</i>	<i>in pipe air</i>	<i>Flat in ground</i>	<i>Pipe In ground</i>	(kA)
Tripolare / Three cores						
3x	95+50N	239	210	245	195	4.6
3x	150+95N	318	280	305	245	8.4
3x	240+150N	425	375	405	325	13.8

Norme di riferimento

Standards

CEI 20-13, HD 620



Conduttore a corda rigida di ALLUMINIO, classe 2.
 Semiconduttore interno elastomerico estruso
 Isolante in polietilene reticolato(non a secco).XLPE
 Semiconduttore esterno elastomerico estruso pelabile a freddo per il grado 1,8/3kV solo su richiesta
 Schermo costituito a fili di rame rosso
 Guaina PVC qualità RZ/ST2

Aluminium rigid compact conductor, class 2.
 Inner semi-conducting layer
 XLPE Crosslinked polyethylene insulation(no dry cool).
 Outer semi-conducting layer special high module hepr for 1.8 / 3 kV only on request
 Red copper wire shield.
 PVC sheath in RZ/ST2 quality

<i>Tensione nominale U0</i>	18 kV	<i>Nominal voltage U0</i>
<i>Tensione nominale U</i>	30 kV	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Tensione di prova</i>	63 kV	<i>Test voltage</i>
<i>Tensione massima Um</i>	36 kV	<i>Maximun voltage Um</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	+90°C	<i>Maximun operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito</i>	+250°C	<i>Maximun short circuit temperature</i>
<i>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</i>	-15°C	<i>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	0°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

Condizioni di impiego piu comuni

Adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Ammessa la posa interrata in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.Consigliabile dove lo stoccaggio è ad alto rischio di furto.

Condizioni di posa

Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):

12D

Sforzo massimo di tiro:

50 N/mm²

Imballo

Bobina con metrature da definire in fase di ordine.

Colori anime

Unipolare: Bianco

Colori guaina

Rosso

Note

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante,per tutte le altre caratteristiche rispetta la norma CEI 20-13

IL cavo può essere fornito nella versione tripolare ad elica visibile RE4H1RX

Common features

Suitable for the transport of energy between the substations and large users. Laying underground in accordance with Art. 4.3.11 of IEC 11-17.Storage is recommended where high risk of theft.

Employment

Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):

12D

Maximum pulling stress:

50 N/mm²

Packing

Drums to agree.

Core colours

Single core: White

Sheath colour

Red

Note

The cable meets the requirements according to HD 620 for insulation, for all other characteristics compared to CEI 20-13

The cable can be supplied in the visible pole helical RE4H1RX

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Diametro indicativo isolante	Diametro indicativo esterno	Peso indicativo del cavo	Raggio minimo curvatura
Conductor Number	Nominal Section	Approx cond. diameter	Approx insulation diameter	Approx external diameter	Approx cable weight	Minimum radius bending
(N°)	(mmq)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)
Unipolare / Single core						
1x	50	8.2	24.45	33	880	396
1x	70	9.7	26.05	35	1020	420
1x	95	11.4	27.75	36	1155	432
1x	120	12.9	29.50	38	1320	456
1x	150	14.0	30.80	40	1450	480
1x	185	15.8	32.65	42	1620	508
1x	240	18.2	34.80	45	1860	540
1x	300	20.8	37.10	48	2100	576
1x	400	23.8	40.00	51	2645	612
1x	500	26.7	42.90	54	2978	648
1x	630	30.5	46.50	58	3549	696

Cond.xSez	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portata di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Cond.xSec	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N°x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x50	0.641	0.14	0.832	0.832	0.15	0.20	185	222	152	157
1x70	0.433	0.16	0.580	0.580	0.14	0.20	230	278	186	192
1x95	0.320	0.17	0.416	0.416	0.13	0.19	280	338	221	229
1x120	0.253	0.19	0.333	0.333	0.13	0.18	323	391	252	260
1x150	0.206	0.20	0.270	0.270	0.12	0.18	368	440	281	288
1x185	0.164	0.22	0.218	0.218	0.12	0.18	424	504	317	324
1x240	0.125	0.24	0.168	0.165	0.11	0.17	502	593	367	373
1x300	0.100	0.26	0.136	0.132	0.11	0.17	577	677	414	419
1x400	0.0778	0.29	0.109	0.105	0.11	0.16	673	769	470	466
1x500	0.0605	0.32	0.0890	0.0828	0.10	0.16	781	890	550	540
1x630	0.0469	0.36	0.0739	0.0662	0.099	0.16	909	1030	710	700