

I.I.S.S. "E. GIANNELLI" - Parabita

PROGETTO ESECUTIVO

**PON FESR: "AMBIENTI PER L'APPRENDIMENTO" ASSE II
"QUALITÀ DEGLI AMBIENTI SCOLASTICI" OBIETTIVO C**

OGGETTO

PROGETTO ESECUTIVO FINALIZZATO ALL'OTTENIMENTO DEI FINANZIAMENTI PON FESR: "AMBIENTI PER L'APPRENDIMENTO", ASSE II "QUALITÀ DEGLI AMBIENTI SCOLASTICI", OBIETTIVO C "INCREMENTARE LA QUALITÀ DELLE INFRASTRUTTURE SCOLASTICHE, L'ECOSOSTENIBILITÀ E LA SICUREZZA DEGLI EDIFICI SCOLASTICI; POTENZIARE LE STRUTTURE PER GARANTIRE LA PARTECIPAZIONE DELLE PERSONE DIVERSAMENTE ABILI E QUELLE FINALIZZATE ALLA QUALITÀ DELLA VITA DEGLI STUDENTI"

UBICAZIONE

**PROVINCIA DI LECCE
COMUNE DI PARABITA
VIA FIUME - PARABITA**

REL.

02

RELAZIONE SPECIALISTICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

DATA

SCALA

Responsabile Unico del Procedimento
DS. Cosimo BRELLE

Supporto al RUP
Ing. Rocco MERICO

Ing. Giancarlo CARRISI

PROGETTISTI

Ing. Fulvio GIGANTE

Ing. Vito CIARDO

Arch. Fabio DE LORONZO

Dott. Ing.
CIARDO
VITO
N° 1834

n. 1434
FABIO DE LORONZO
Architetto

RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

Il presente progetto riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare installato sulla copertura dell'I.I.S.S. "Giannelli" in Via Fiume a Parabita (LE).

L'impianto fotovoltaico, di potenza nominale pari a **19,92 kWp** (come ottenuto dai calcoli di seguito illustrati), sarà collegato alla rete di distribuzione dell'energia elettrica in bassa tensione della Società Distributrice ed opererà parallelamente ad essa; sarà inoltre connesso alla rete di utente a valle del dispositivo generale.

All'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica, sarà installato, da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato, il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, in quanto il soggetto responsabile dell'impianto si è avvalso del gestore stesso per il servizio di misura.

Viene inoltre installato un ulteriore contatore, sempre da parte del gestore di rete, a sostituzione del contatore di fornitura, per misurare l'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico consente:

- la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- nessun inquinamento acustico;
- il risparmio di combustibile fossile;
- l'applicazione di soluzioni di progettazione del sistema perfettamente compatibili con le esigenze di tutela del territorio.

DATI DI PROGETTO

| Dati | Valori stabiliti | Note |
|--|--|---|
| Committenti | I.I.S.S. "Giannelli", Via Fiume - Parabita (LE). | |
| Scopo del progetto | Realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione | |
| Vincoli da rispettare | - interfacciamento alla rete consentito a norme CEI e normativa di unificazione ENEL - impatto visivo contenuto - il gruppo di conversione e i quadri dovranno essere accessibili solo a personale specializzato | |
| Informazioni di carattere generale | - sito raggiungibile con strada idonea al trasporto pesante - presenza di spazio disponibile non coperto per i materiali da cantiere | |
| Destinazione d'uso | Scuola | |
| Barriere architettoniche | - | |
| Ambienti soggetti a normativa specifica CEI | Ambienti ordinari soggetti alla norma CEI 64-8 | |
| Temperatura - min/max interno edificio - min/max aperto - media del giorno più caldo - media annuale | +10°C/+35°C 0°C/+40°C +33°C +16,8°C | Valori stimati e ricavati dalla letteratura tecnica riferiti ai luoghi di installazione dell'impianto |
| Altitudine | 87 m | |
| Latitudine | 40,053474° N | |
| Longitudine | 18,378309° E | |
| Presenza di corpi solidi estranei: | NO | |

| | | |
|---|---|--|
| Presenza di polvere: | SI | Proteggere da insetti ed utensili |
| Presenza di liquidi: Tipo di liquido - trascurabile - possibilità di stillicidio - esposizione alla pioggia - esposizione agli spruzzi - possibilità di getti d'acqua | Acqua -- SI SI SI NO | |
| Ventilazione dei locali - naturale - artificiale - naturale assistita da ventilazione artificiale | Scuola SI NO NO | Dati riferiti al posizionamento del quadro generale edificio |
| Dati relativi al vento - direzione prevalente - massima velocità di progetto | N secondo normativa vigente | |
| Carico di neve - carico statico di progetto dovuto alla neve | secondo normativa vigente | |
| Effetti sismici | -- | |
| Condizioni ambientali speciali | NO | |
| Dati del collegamento elettrico esistente: - Descrizione della rete di collegamento - punto di consegna - tensione nominale (U_n) - stato del neutro | Cavo bassa tensione 3F+N Contatore all'esterno 400 V trifase sistema di alimentazione TT | |
| Caratteristiche area di installazione | - Copertura con solaio laterocementizio - superficie utilizzabile: circa 480 mq di copertura | |
| Posizione quadro di campo | All'interno | |
| Posizione gruppo di conversione | All'interno | |

DESCRIZIONE DEL SITO DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato sulla copertura mediante l'installazione di idonea struttura metallica di sostegno (triangoli di alluminio fissati su zavorre in calcestruzzo). La superficie della copertura a disposizione dei moduli fotovoltaici è di circa 480 mq. L'impianto fotovoltaico in questione non risulta sottoposto a ombreggiamenti né durante la stagione invernale né durante la stagione estiva.

CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONNESSO IN RETE

L'impianto fotovoltaico (definito come sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare in elettricità), connesso in rete, è costituito dai seguenti elementi:

- generatore fotovoltaico
- quadro di campo
- gruppi di conversione (inverter)
- quadro inverter
- quadro generale FV
- quadro generale
- cavi di cablaggio.

A valle dell'inverter viene installato un contatore, come prima evidenziato, da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato, che misura l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico è un sistema di categoria I ($120 \leq V_{cc} \leq 1500$ e $50 \leq V_{ca} \leq 1000$).

GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico produce corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- moduli fotovoltaici
- diodi di by-pass e diodi di blocco
- fusibili di stringa e sezionatori di sottocampo
- strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici
- interruttori, cavi e scatole di giunzione

Viene utilizzata una configurazione a conversione centralizzata e l'impianto è costituito da **4 sottocampi** per complessive **4 stringhe** (insieme di moduli connessi in serie). I moduli sono contenuti in una struttura di montaggio che deve garantire una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 20 anni.

I moduli utilizzati contengono diodi di bypass in parallelo per ogni modulo in modo da creare un passaggio alternativo alla corrente attorno al modulo; ciò protegge il modulo da eventuali passaggi inversi di corrente generata dagli altri moduli in momenti di non conduzione (parziale ombreggiamento), evitando il possibile danneggiamento del modulo stesso.

Per la protezione della stringa contro le sovracorrenti, è utilizzato un diodo di blocco in serie sulla stringa di moduli (solo nei sottocampi costituiti dal parallelo di almeno due stringhe), in modo da evitare che la corrente generata dal resto del sistema fluisca in una stringa nel caso in cui questa non raggiunga le condizioni normali di tensione. I componenti sopra citati sono contenuti rispettivamente nella scatola di giunzione retrostante al modulo fotovoltaico e all'interno dei quadri di sottocampo. L'involucro di protezione deve resistere alla temperatura, ai raggi UV e alle sollecitazioni meccaniche.

La configurazione elettrica in corrente continua del generatore fotovoltaico è di tipo flottante, vale a dire che nessun morsetto dell'impianto in continua è collegato al potenziale di terra.

Il generatore fotovoltaico (flottante e di categoria I) è gestito come sistema IT.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONNESSO IN RETE

Il generatore fotovoltaico connesso in rete è stato dimensionato tenendo conto della superficie a disposizione e dei fattori di ombreggiamento che insistono sulla copertura oggetto dell'intervento.

Dall'analisi di questi due fattori si è deciso di dimensionare l'impianto sulla base di una potenza installabile pari a **16,08 kW_p**.

PRESTAZIONI DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La quantità di energia prodotta da un sistema fotovoltaico dipende principalmente dai seguenti fattori:

- efficienza dei moduli e dimensioni dell'impianto fotovoltaico
- radiazione solare incidente
- posizionamento dei pannelli (angolo di inclinazione e di azimut)
- efficienza del BOS elettrico
- altri parametri (p.es. temperatura di funzionamento).

Posizione dei moduli: influenza dell'orientamento sulla radiazione incidente

La posizione dei moduli fotovoltaici rispetto al sole influisce notevolmente sulla quantità di energia captata e quindi sulla quantità di energia elettrica generata dal modulo. I parametri che influiscono direttamente sul fenomeno sono l'angolo di inclinazione rispetto al terreno (angolo di tilt) e l'angolo di azimut.

La produzione di energia elettrica su base media annua nell'emisfero Nord è massima per l'esposizione Sud con angolo di inclinazione pari circa alla latitudine locale (30°).

Nel progetto in esame i moduli fotovoltaici saranno orientati a Sud-Est (azimut = -12°), con un'inclinazione di 30° (tilt = 30°).

Potenza nominale del generatore fotovoltaico

La potenza nominale del generatore fotovoltaico P_{FV} è data dalla somma delle potenze dei singoli moduli che lo compongono, misurate in condizioni standard (radiazione 1000W/mq, 25°C. AM=1,5):

$$P_{FV} = P_{mod} \times N_{mod} = 240 \times 83 = 19,92 \text{ kWp}$$

Efficienza nominale del generatore fotovoltaico

L'efficienza nominale del generatore fotovoltaico è data da:

$$\eta_{FV} = P_{FV} / A$$

dove P_{FV} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico (espressa in kW) e A è la relativa superficie (espressa in m² e intesa come somma della superficie dei moduli).

Nel nostro caso avremo:

$$\eta_{FV} = 19,92 / (1,627886 \times 83) = 19,92 / 135,11 = 14,74 \%$$

Quantità di energia elettrica producibile dal generatore fotovoltaico

La quantità di energia elettrica producibile dal generatore fotovoltaico è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 e assumendo come efficienza operativa media annuale dell'impianto il 75% dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico.

Per il progetto in questione avremo:

- 83 moduli fotovoltaici esposti a Sud-Est (azimut = -12°), inclinati di 30° (tilt = 30°);
- Efficienza del generatore 14,74 %;
- Efficienza operativa media annuale dell'impianto 75 %

Per il progetto in esame si avranno i seguenti valori della radiazione solare incidente per il Comune di Parabita (Norma UNI 10349):

| Calcolo irraggiamento su piano inclinato ed orientato (UNI 10349) | | | | |
|---|--------|---------------------|----------------------|---------------------------|
| | ρ | IRRAGGIAMENTO | | |
| | | <i>MJ/mq/giorno</i> | <i>kWh/mq/giorno</i> | <i>kWh/mq/giorno</i> |
| | | Piano Orizzontale | Piano Orizzontale | Azimut= -12° Tilt= 30° |
| GENNAIO | 0,2 | 6,80 | 2,77 | 2,75 |
| FEBBRAIO | 0,2 | 9,80 | 2,72 | 3,55 |
| MARZO | 0,2 | 13,60 | 3,78 | 4,37 |
| APRILE | 0,2 | 18,90 | 5,25 | 5,47 |
| MAGGIO | 0,2 | 23,60 | 6,56 | 6,34 |
| GIUGNO | 0,2 | 26,10 | 7,25 | 6,81 |
| LUGLIO | 0,2 | 27,20 | 7,56 | 7,31 |
| AGOSTO | 0,2 | 24,00 | 6,67 | 7,05 |
| SETTEMBRE | 0,2 | 17,90 | 4,97 | 5,92 |
| OTTOBRE | 0,2 | 12,30 | 3,42 | 4,63 |
| NOVEMBRE | 0,2 | 7,40 | 2,06 | 3,00 |
| DICEMBRE | 0,2 | 5,90 | 1,64 | 2,51 |
| <i>Irrag. Medio giorno</i> | | 16,13 | 4,48 | 4,98 |
| <i>Irrag. Medio anno</i> | | 5887,45 | 1635,20 | 1816,18 |

(ρ è il fattore di albedo).

L'energia annua producibile dall'intero sistema sulla base dei dati di radiazione giornaliera media mensile disponibile sul piano dei moduli si calcola con la seguente formula:

$$E_g = \Sigma \cdot \eta_g \cdot A \cdot n_m \cdot G_m \cdot K$$

dove E_g = energia totale producibile nell'anno ($kWh_{el}/anno$); A = superficie del piano dei moduli (mq); n_m = numero di giorni del mese; G_m = radiazione solare media giornaliera mensile incidente sul piano dei moduli ($kWh/mq/anno$); K = coefficiente di riduzione per eventuali ombreggiamenti; η_g = rendimento complessivo di conversione del sistema fotovoltaico, definito come il rapporto tra l'energia fornita al carico e l'energia solare incidente sulla superficie inclinata del piano dei moduli.

Il rendimento complessivo del sistema si calcola attraverso la formula:

$$\eta_g = \eta_{FV} \cdot \eta_{bos}$$

dove η_{FV} = rendimento dei moduli fotovoltaici e η_{bos} = rendimento del resto del sistema.

Dal momento che η_{FV} per i moduli fotovoltaici utilizzati è del 14,74% e che il sistema in questione ha un $\eta_{bos} = 80\%$ si avrà un rendimento complessivo di conversione pari a:

$$\eta_g = 0,1474 \cdot 0,75 = 11,06\%$$

Per quanto riguarda la valutazione delle ombre, dal momento che i moduli fotovoltaici sono disposti inclinati su due file parallele, è stato necessario calcolare la distanza tra le file di moduli al di sotto della quale i moduli fotovoltaici della fila dietro la prima cominciano ad essere ombreggiati per effetto della fila che precede, attraverso la seguente formula: $d = (\sin(\text{tilt}) \cdot \tan(23,5 + \text{latitudine}) + \cos(\text{tilt})) \cdot h$ dove h è l'altezza del sostegno inclinato, tilt è l'angolo di inclinazione del modulo sull'orizzontale e d è la distanza tra le file di moduli.

Essendo $h=0,83$ m si è ottenuta una distanza minima tra le file di moduli $d=1,63$ m. I moduli saranno disposti su file distanti 1,65 m.

Dai calcoli risulta pertanto che il sistema fotovoltaico sarà in grado di generare un'energia totale producibile annua pari a $E_g = 27178 kWh_{el}/anno$. Si avrà quindi:

Energia elettrica prodotta mediamente in un anno per mq di pannello orientato a SUD-EST in c.a.:

| | Insolazione media annua | Efficienza del generatore FV | Efficienza operativa | Superficie totale dei moduli FV | Elettricità prodotta mediamente in un anno |
|----------|-------------------------|------------------------------|----------------------|---------------------------------|--|
| Parabita | 1816,18 kWh/mq anno | 14,74 % | 75 % | 135,11 mq | 201,15 kWh _{el} /mq anno |

Energia elettrica prodotta mediamente in un anno per 1 kWp di moduli orientati a SUD-EST in c.a.:

| | Insolazione media annua | Efficienza del generatore FV | Efficienza operativa | Potenza nominale di picco del sistema FV | Elettricità prodotta mediamente in un anno |
|----------|-------------------------|------------------------------|----------------------|--|--|
| Parabita | 1816,18 kWh/mq anno | 14,74 % | 75 % | 19,92 kWp | 1364,37 kWh _{el} /kWp anno |

Pertanto il generatore fotovoltaico da 19,92 kW_p produrrà in un anno una quantità di energia elettrica pari a 27.178 kWh.

MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici utilizzati sono in **silicio policristallino**.

Dovendo realizzare un generatore fotovoltaico con potenza nominale pari a **19,92 kW_p** si è scelto di utilizzare **83** moduli fotovoltaici aventi ognuno una potenza di picco di **240 W**.

In particolare si utilizzano moduli marca **CONERGY** mod. **POWERPLUS 240P** aventi le seguenti caratteristiche principali (calcolate in condizioni standard: 1000 W/mq, 25 °C, AM=1,5):

| | | |
|--|-----------------|------|
| - Potenza di picco (W_p) | 240 | W |
| - Corrente di corto circuito (I_{sc}) | 8,54 | A |
| - Tensione a vuoto (V_{oc}) | 36,91 | V |
| - Tensione nel punto di massima potenza (V_{mp}) | 29,99 | V |
| - Corrente nel punto di massima potenza (I_{mp}) | 8,08 | A |
| - Tensione massima di sistema | 1000 | V |
| - Resistenza alla corrente inversa (I_r) | 20 | A |
| - Coefficiente di temperatura (P_{mpp}) | -0,42 | %/K |
| - Coefficiente di temperatura (U_{oc}) | -0,118 | V/K |
| - Coefficiente di temperatura (I_{sc}) | 5,04 | mA/K |
| - NOCT | 46 ± 2 | °C |
| - Dimensioni | 1651 x 986 x 46 | mm |
| - Peso | 18,7 | kg |
| - Tolleranza sulla potenza | -0/+3 | % |

Ogni modulo è inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass e i morsetti di connessione.

I moduli fotovoltaici godono di una garanzia sul decadimento delle prestazioni pari a 25 anni sul 82% del rendimento minimo specificato in condizioni di prova standard (STC) e di una garanzia di 12 anni sui difetti di fabbricazione.

I moduli sono dotati di cornici in alluminio anodizzato (classe di protezione II o IEC 61730) e sono certificati conformemente alla norma IEC 61215.

DIODI

Per ridurre in modo significativo le perdite di potenza dovute all'ombreggiamento delle celle, si utilizzano i **diodi di by-pass** in parallelo con i moduli fotovoltaici (ogni modulo fotovoltaico ha tre diodi di by-pass collegati in parallelo). Tali diodi consentono il passaggio della corrente attorno alla cella ombreggiata riducendo quindi le perdite di tensione attraverso il modulo. Tutte le correnti maggiori della corrente di corto circuito della cella ombreggiata sono bypassate attraverso il diodo riducendo in tal modo drasticamente la quantità di riscaldamento locale sulla parte ombreggiata.

LIMITATORI DI SOVRATENSIONE (SPD)

L'impianto fotovoltaico è dotato di opportuni limitatori di sovratensione o SPD (Surge Protection Device) in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose sia in caso di fulminazione diretta che nel caso di fulminazione indiretta.

In particolare, si sono utilizzati varistori (che sono SPD di classe II), installati nei quadri di sottocampo, (tra polo positivo e terra e tra polo negativo e terra) al fine di limitare per quanto possibile il verificarsi di sovratensioni pericolose che potrebbero danneggiare i moduli fotovoltaici, i diodi di by-pass, i diodi di blocco e gli isolamenti.

Inoltre, per proteggere l'ingresso lato c.c. degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente più delicato di tutto il sistema, si utilizzano gruppi di conversione che incorporano già al loro interno i varistori di protezione e pertanto non necessitano di ulteriori precauzioni.

COLLEGAMENTI TRA I MODULI

Per il progetto in esame il generatore fotovoltaico risulterà costituito da un campo (array) formato da **n° 4 sottocampi**. I sottocampi "A"-"B"-"C" saranno composti rispettivamente da **n° 1 stringa di n° 21 moduli** collegati in serie, mentre il sottocampo "D" sarà composto da **n° 1 stringa di n° 20 moduli** collegati in serie. La corrente nominale del generatore fotovoltaico sarà la somma della corrente erogata da ogni stringa e data da $(8,08 \text{ A} \times 4) = 32,32 \text{ A}$.

Si riportano nelle seguenti tabelle le caratteristiche elettriche della stringa, dei sottocampi e del campo fotovoltaico:

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLE STRINGHE DEL SOTTOCAMPO A | | |
|---|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 21 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 5040 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLE STRINGHE DEL SOTTOCAMPO B | | |
|---|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 21 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 5040 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLE STRINGHE DEL SOTTOCAMPO C | | |
|---|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 21 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 5040 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLE STRINGHE DEL SOTTOCAMPO D | | |
|---|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 20 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 4800 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 599,80 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 738,20 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL SOTTOCAMPO A | | |
|--|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 21 |
| Numero di stringhe | n° | 1 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 5040 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL SOTTOCAMPO B | | |
|--|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 21 |
| Numero di stringhe | n° | 1 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 5040 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL SOTTOCAMPO C | | |
|--|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 21 |
| Numero di stringhe | n° | 1 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 5040 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL SOTTOCAMPO D | | |
|--|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 20 |
| Numero di stringhe | n° | 1 |
| Potenza nominale totale installata | Wp | 4800 |
| Tensione nominale a STC | V _{cc} | 599,80 |
| Corrente alla massima potenza | A | 8,08 |
| Tensione a vuoto | V _{cc} | 738,20 |
| Corrente di corto circuito | A | 8,54 |

| CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO | | |
|--|-----------------|-----------|
| Funzionamento elettrico | | flottante |
| Numero di moduli | n° | 83 |
| Numero di stringhe | n° | 4 |
| Numero di sottocampi | n° | 4 |
| Potenza nominale totale installata | kWp | 19,92 |
| Tensione max nominale a STC | V _{cc} | 629,79 |
| Corrente alla massima potenza | A | 32,32 |
| Tensione max a vuoto | V _{cc} | 775,11 |
| Corrente di corto circuito | A | 34,16 |

GRUPPO DI CONVERSIONE (INVERTER)

Il gruppo di conversione è un dispositivo che converte una corrente continua in una corrente alternata. Gli inverter per la connessione in rete rappresentano l'interfaccia tra il sistema solare e la rete elettrica e funzionano soltanto se collegati alla rete elettrica: generano corrente alternata di alta qualità comparabile con quella fornita dalla rete stessa, idonea quindi ad essere immessa nella rete di distribuzione.

Gli inverter per le applicazioni in rete sono inverter che interagiscono con l'utilità elettrica: assorbono energia elettrica dalla rete quando il dispositivo solare non fornisce energia sufficiente per rispondere al carico, cedono energia elettrica alla rete quando l'energia prodotta dal dispositivo è in eccesso.

L'inverter non solo regola la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma serve anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete.

Nel nostro caso sarà utilizzato un inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM (Pulse Width Modulation), privo di clock e/o riferimenti interni, in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT: maximum power point tracker) del generatore fotovoltaico.

Per quanto riguarda la tecnica PWM, la commutazione avviene a frequenza elevata (diverse migliaia di Hz), ottenendo così delle successioni di treni di impulsi la cui singola durata è proporzionale al valore, in quell'istante, della sinusoide che si vuole ottenere.

Il dispositivo MPPT ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle.

L'inverter sarà dotato di sistemi di protezione per individuare eventuali funzionamenti anomali, quali:

- protezione contro l'inversione di polarità lato c.c.
- sezionatore c.c. ESS
- resistenza al corto circuito lato c.a.
- monitoraggio della dispersione verso terra
- monitoraggio della rete
- unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente

In particolare, per la protezione contro le sovratensioni, il gruppo di conversione sarà dotato di varistori di protezione esterni installati nel quadro di sottocampo. Inoltre, sull'inverter, sarà presente un rilevatore di dispersioni a terra disconetterà l'inverter e indicherà con un segnale visivo eventuali variazioni dell'isolamento verso terra (norme CEI 64-8/4).

Tutte le protezioni sono corredate di una certificazione di tipo, emessa da un organismo accreditato.

Il gruppo di conversione contiene inoltre i dispositivi di protezione di interfaccia alla rete (PIB) ed i dispositivi di controllo dell'isolamento.

Il gruppo di conversione è conforme a quanto stabilito dalla Direttiva Europea 89/336 sulla compatibilità elettromagnetica, ed in particolare soddisfa i requisiti stabiliti dalle norme CEI 110-1, 110-7, 110-8, 110-31.

Il collegamento del gruppo di conversione alla rete elettrica è stato effettuato a valle del dispositivo generale della rete di utente.

In funzione della potenza nominale del generatore fotovoltaico P_{FV} si è determinata la potenza nominale dell'inverter P_{INV} :

$$P_{INV} = f * P_{FV}$$

Considerando $f = 0,85$, si ha $P_{INV} = 0,85 * 19,92 = 16,93$ kW. Tenendo conto degli inverter presenti in commercio, si è scelto di utilizzare **n° 2 inverter trifase**, aventi ciascuno una potenza di uscita nominale pari a 10,0 kW.

Gli inverter utilizzati per il progetto in questione hanno le seguenti caratteristiche principali:

| CARATTERISTICHE DEI GRUPPI DI CONVERSIONE | | |
|--|----------|--|
| Marca | | SMA SOLAR TECHNOLOGY AG |
| Modello | | STP 10000TL-10 |
| Tipo di commutazione | | Commutazione forzata |
| Controllo | | Microprocessore |
| Tensione di ingresso: | | |
| minima MPPT | V_{cc} | 320 |
| massima MPPT | V_{cc} | 800 |
| massima | V_{cc} | 1000 |
| Tensione di uscita | V_{ca} | 400 trifase |
| Ingressi CC | n° | 4/1 |
| Potenza di uscita nominale | kW | 10,0 |
| Frequenza | Hz | 50 |
| Protezioni | | <ul style="list-style-type: none"> - protezione contro l'inversione di polarità lato c.c. - resistenza al corto circuito lato c.a. - monitoraggio della dispersione verso terra - monitoraggio della rete - unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente |
| Efficienza di conversione europea | | 97,7 % |
| Efficienza di conversione max | | 98,1 % |
| Grado di protezione | | IP 65 |
| Conforme alla Norma CEI 0-21 | | Si |

DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale è costituito da un interruttore con sganciatori di massima corrente quadripolare con riaggancio automatico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8.

DISPOSITIVO DI INTERFACCIA

Il dispositivo di interfaccia (DIB) e il relativo sistema di protezione d'interfaccia (SPI) saranno dedicati (separati dal sistema di conversione) secondo quanto descritto dalla norma CEI 0-21 così come modificata e integrata dall'Allegato A.70 al Codice di rete di T e dalla Delibera 84/2012/R/EEL dell'AEEG e sarà installato nel punto di collegamento della rete in isola alla restante parte del cliente produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. L'apertura del dispositivo di interfaccia assicurerà la separazione del gruppo di produzione dalla rete pubblica.

Il dispositivo di interfaccia sarà a "sicurezza intrinseca" ovvero sarà dotato di bobina a mancanza di tensione; tale bobina, alimentata in serie ai contatti di scatto delle protezioni, dovrà provocare l'apertura dello stesso dispositivo, sia in caso di corretto intervento che di guasto interno alle protezioni, sia in caso di mancanza di alimentazione ausiliaria.

L'organo di interruzione sarà dimensionato sulla base della configurazione dell'impianto ed in particolare considerando che l'utente non ha carichi privilegiati fra l'uscita in corrente alternata del sistema di generazione e il dispositivo di interfaccia.

L'esecuzione del dispositivo di interfaccia deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8.

Sono pertanto ammesse le seguenti tipologie:

- interruttore automatico con bobina ausiliaria a mancanza di tensione;
- contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibile o con interruttore automatico;

Nel caso trifase in questione, il contattore dovrà essere conforme alla norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra uscita in corrente alternata del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia), mentre il commutatore (inteso come interruttore di manovra CEI EN 60947-3 categoria AC-22B o AC-23B rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra uscita in corrente alternata del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia) accessoriatato con bobina di apertura a mancanza di tensione combinato con fusibile o con interruttore automatico.

Per l'impianto fotovoltaico in questione sarà utilizzata una protezione di interfaccia (SPI) marca TELE HAASE mod. G4PF21-1 (o similare) associata ad un dispositivo di interfaccia esterno realizzato con contattore tripolare conforme a quanto sopra indicato.

DISPOSITIVO DI GENERATORE

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun gruppo generatore, tale da escludere il singolo gruppo in condizioni di "aperto".

Sono ammesse le seguenti tipologie di dispositivi di generatore:

- interruttore automatico con sganciatore di apertura;
- contattore combinato con fusibile o con interruttore automatico;
- commutatore (inteso come interruttore di manovra CEI EN 60947-3), combinato con fusibile o con interruttore automatico.

L'esecuzione del dispositivo di generatore soddisfa i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8.

Per il progetto in essere, a valle di ciascun gruppo di conversione è installato un interruttore automatico quadripolare a protezione magnetotermica inserito all'interno del quadro di interfaccia.

COLLEGAMENTI ELETTRICI TRA COMPONENTI

Per il cablaggio del generatore fotovoltaico sono utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche:

- cavo con isolamento per tensioni di esercizio fino a 600/1000 V specifico per applicazioni solari;
- alta resistenza agli agenti atmosferici ed umidità;
- resistenza ai raggi UV;
- range di temperatura di esercizio elevato;
- non propaganti l'incendio.

Per collegare le stringhe del generatore agli inverter, si affrancano i cavi alla struttura di sostegno con collari che garantiscano la durata nel tempo.

I cavi di collegamento tra inverter e quadro generale, sono di tipo unipolare con guaina tipo FG7(O)R e posati in idonee tubazioni di protezione.

Il dimensionamento dei cavi elettrici è stato effettuato considerando la quantità di corrente elettrica che il cavo è in grado di sopportare senza determinare il surriscaldamento dell'isolante.

In particolare, i cavi che trasportano la corrente dei moduli sono stati dimensionati sulla base della loro corrente di corto circuito e considerando un fattore aggiuntivo del 25 % che tenga conto di possibili aumenti dell'uscita in corrente come nuvole brillanti o riflessioni del terreno ed un fattore di sicurezza del 25 %; la combinazione dei due effetti comporta un sovradimensionamento della corrente di corto circuito del 56 %.

Pertanto, essendo la corrente di corto circuito della stringa di 8,54 A ed incrementando tale valore del 56 % ($8,54 \times 1,56 = 13,32$ A), per il cablaggio dei moduli (fino al quadro di campo) si sono utilizzati cavi unipolari aventi una sezione minima di **6 mmq**.

Per i cavi che collegano il quadro di campo all'inverter, si è considerata una corrente di corto circuito massima di ($8,54 \times 1$) = 8,54 A, che incrementata del 56% ($8,54 \times 1,56 = 13,32$ A), ha portato all'utilizzo di cavi unipolari aventi una sezione minima di **6 mmq**; per quel che riguarda la corrente con cui dimensionare i cavi che collegano il gruppo di conversione al quadro interfaccia e misura, sono state utilizzate le seguenti espressioni:

$$I = P_{\max \text{ inv}} \cdot \eta / \sqrt{3} V_{\min} \quad \text{per gli inverter trifase}$$

dove I è la corrente per il dimensionamento dei cavi, $P_{\max \text{ inv}}$ è il massimo carico in uscita del gruppo di conversione, η è il rendimento massimo dell'inverter, V_{\min} è la tensione minima riscontrabile all'uscita del gruppo di conversione.

La corrente così determinata dovrà inoltre essere incrementata del 25 % per calcolare la sezione dei cavi.

Nel nostro caso avremo quindi per l'inverter 1:

$$I = 14,61 \text{ A} \times 1,25 = 18,26 \text{ A} \quad \rightarrow \quad \text{cavi unipolari sezione minima } \mathbf{10 \text{ mmq}}$$

per l'inverter 2:

$$I = 14,27 \text{ A} \times 1,25 = 17,84 \text{ A} \quad \rightarrow \quad \text{cavi unipolari sezione minima } \mathbf{10 \text{ mmq}}$$

A valle del quadro inverter si utilizzeranno cavi unipolari con sezione minima di **16 mmq**.

QUADRI ELETTRICI

Per l'impianto fotovoltaico in esame sono stati realizzati i seguenti quadri elettrici:

- **Quadro di campo:** Il quadro di campo, posizionato all'interno del locale quadri elettrici, è contenuto in una cassetta in policarbonato avente grado di protezione IP 65. All'interno del quadro trovano alloggio i fusibili di stringa, gli scaricatori di stringa e i connettori di stringa.
- **Quadro inverter:** Il quadro inverter, posizionato all'interno del locale quadri elettrici, è contenuto in un quadro di materiale plastico certificato e marchiato dal costruttore come AS o ANS secondo le norme CEI 17-11 e CEI 23-51 dove applicabili e sull'involucro esterno è posto il marchio CE. Ha grado di protezione IP 65 e contiene il dispositivo di generatore (interruttore automatico quadripolare a protezione magnetotermica) e il dispositivo di interfaccia di rete, il gruppo di misura dell'energia prodotta e il sistema di protezione d'interfaccia.
- **Quadro generale FV:** Il quadro generale FV, posizionato all'interno del locale quadri elettrici, è contenuto in un quadro di materiale plastico certificato e marchiato dal costruttore come AS o ANS secondo le norme CEI 17-11 e CEI 23-51 dove applicabili e sull'involucro esterno è posto il marchio CE. Ha grado di protezione IP 65 e contiene il dispositivo generale dell'impianto fotovoltaico (interruttore automatico quadripolare a protezione magnetotermica-differenziale).

FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Il sistema fotovoltaico ha un funzionamento completamente automatico e non richiede ausilio per il regolare esercizio. Durante le prime ore della giornata, quando è raggiunta una soglia minima di irraggiamento sul piano dei moduli, il sistema inizia automaticamente ad inseguire il punto di massima potenza del campo fotovoltaico, modificando la tensione (corrente) lato continua per estrarre la massima potenza del campo.

CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{OC \max} < V_{inv \max}$

dove $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,118 \text{ V/}^\circ\text{C}$, una variazione della potenza in condizioni MPP del modulo di $-0,42 \text{ \%}/^\circ\text{K}$ e i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e $+70^\circ\text{C}$, V_m e V_{OC} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono riportate nella tabella sottostante. In tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Sottocampi A-B-C

| Condizione | Inverter |
|--|-------------------|
| $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$ | $496,81 \geq 320$ |
| $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$ | $738,49 \leq 800$ |
| $V_{OC \max} < V_{inv \max}$ | $861,84 < 1000$ |

Sottocampo D

| Condizione | Inverter |
|--|-------------------|
| $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$ | $473,16 \geq 320$ |
| $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$ | $703,33 \leq 800$ |
| $V_{OC \max} < V_{inv \max}$ | $820,80 < 1000$ |

Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita facendo riferimento alle seguenti relazioni riportate nella norma CEI 64-8/4, alle quali il dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi dovrà rispondere:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

in cui:

I_B è la corrente di impiego del circuito;

I_Z è la portata in regime permanente della conduttura;

I_N è la corrente nominale del dispositivo di protezione;

I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Per la parte in corrente continua. In tal caso sarà quindi sufficiente la verifica di:

$$I_B \leq I_Z$$

dove I_B corrisponde alla corrente I_{MPP} e I_Z alla portata in regime permanente della conduttura.

- *Collegamenti tra i moduli fotovoltaici e il quadro di campo*

Tutti i collegamenti sono realizzati con cavo unipolare in gomma G7 di sezione **6 mmq** e si considera che all'interno dello stesso canale portacavi vi siano 4 coppie di conduttori.

$$I_B = 8,08 \text{ A}$$

$$I_N = 16 \text{ A}$$

$$I_Z = 51 \text{ A}$$

- *Collegamenti tra il quadro di campo e gli inverter 1 e 2*

Tutti i collegamenti sono realizzati con cavo unipolare in gomma G7 di sezione **6 mmq**.

Dal quadro di campo escono 4 cavi da 6 mmq, uno per ogni stringa, che raggiungono gli ingressi A e B dell'inverter 1 e gli ingressi A e B dell'inverter 2.

$$I_B = 8,08 \text{ A}$$

$$I_N = 16 \text{ A}$$

$$I_z = 51 \text{ A}$$

$$8,08 \leq 16 \leq 51$$

- *Collegamenti tra l'inverter trifase 1 e il quadro inverter*
Il collegamento è realizzato per mezzo di 1 linea trifase. Il cavo utilizzato è di tipo unipolare in gomma G7 con sezione di **10 mmq**.

$$I_B = 14,61 \text{ A}$$

$$I_N = 20 \text{ A}$$

$$I_z = 60 \text{ A}$$

$$14,61 \leq 20 \leq 60$$

- *Collegamenti tra l'inverter trifase 2 e il quadro inverter*
Il collegamento è realizzato per mezzo di 1 linea trifase. Il cavo utilizzato è di tipo unipolare in gomma G7 con sezione di **10 mmq**.

$$I_B = 14,27 \text{ A}$$

$$I_N = 20 \text{ A}$$

$$I_z = 60 \text{ A}$$

$$14,27 \leq 20 \leq 60$$

- *Collegamento tra il quadro inverter e il quadro generale FV.*
Il collegamento è realizzato per mezzo di una linea trifase. Il cavo utilizzato è di tipo unipolare in gomma G7 con sezione di **16 mmq**.

$$I_B = 28,88 \text{ A}$$

$$I_N = 40 \text{ A}$$

$$I_z = 80 \text{ A}$$

$$28,88 \leq 40 \leq 80$$

Per la parte in corrente alternata, dopo il calcolo della I_B e la verifica della prima condizione, la seconda condizione è verificata utilizzando interruttori magnetotermici commerciali nei quali la corrente convenzionale di funzionamento sia $I_f = 1,45 I_N$.

Cortocircuito

Per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il cortocircuito è assicurata dalla caratteristica di generazione tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di cortocircuito degli stessi ad un valore noto e di poco superiore alla corrente massima erogabile al punto di funzionamento a massima potenza.

Nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente si è già tenuto conto di tali valori, attribuibili a I_N e I_f . In tal modo, pertanto, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per le sezioni in alternata, invece, occorre proteggere le condutture dalle correnti di cortocircuito di ritorno dalla rete di collegamento, verificando la condizione $(I^2t) \leq K^2S^2$ sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo di protezione scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di cortocircuito nel punto di consegna dell'energia.

Cadute di tensione

Essendo il sistema elettrico di generazione e non di utilizzazione, la verifica delle cadute di tensione sui conduttori non è richiesta al fine della valutazione di confronto con la tensione ammessa dalla natura del carico elettrico ma solo come parametro indicativo delle perdite di potenza. La sezione dei cavi riportata precedentemente permette di ottenere cadute di tensione non superiori al 2% per il lato in corrente alternata e all'1% per il lato in corrente continua.

Impianto di terra

La realizzazione di un impianto elettrico comporta la necessità di predisporre, al momento dell'installazione, le adeguate misure di protezione contro i contatti diretti ed indiretti.

Le misure di protezione da adottare in progetto contro il pericolo di contatti diretti sono costituiti da:

- isolamento delle parti attive o in tensione;
- interposizione di barriere e/o ostacoli che impediscano un contatto involontario con le parti in tensione dell'impianto elettrico;

Le misure di protezione adottate contro il pericolo di contatti indiretti sono costituiti da:

- impianto di messa a terra con interruzione automatica dell'alimentazione;
- realizzazione di collegamenti equipotenziali.

L'impianto di messa a terra consisterà essenzialmente nell'insieme dei seguenti elementi:

a) il **dispersore** che sarà realizzato con un corpo metallico (CEI 64.8 - Dimensioni dei dispersori) o da un insieme di corpi metallici interconnessi tra di loro, posti in intimo contatto con il terreno realizzando un contatto elettrico con la terra dove si disperdono le correnti elettriche.

Oltre agli elementi posti appositamente per realizzare l'impianto di messa a terra, (dispersori intenzionali), altri elementi, (dispersori naturali), contribuiscono alla dispersione delle correnti di guasto.

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|--------------------------------|--|---|---|-----------|
| | Tipo di elettrodo | Dimensioni | Acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) | Acciaio rivestito di rame | Rame |
| Per posa nel terreno | Piastra | Spessore (mm) | 3 |  | 3 |
| | Nastro | Spessore (mm) Sezione (mmq) | 3 100 |  | 3 50 |
| | Tondino o conduttore massiccio | Sezione (mmq) | 50 |  | 35 |
| | Conduttore cordato | Ø ciascun filo (mm) Sezione corda (mmq) | 1,8 50 |  | 1,8 35 |
| Per infissione nel terreno | Picchetto a tubo | Ø esterno (mm) Spessore (mm) | 40 2 |  | 30 3 |
| | Picchetto massiccio | Ø (mm) | 20 | 15 ⁽²⁾ 15 ⁽³⁾ | 15 |
| | Picchetto in profilato | Spessore (mm) Dim. trasversale (mm) | 5 50 |  | 5 50 |
| (1) Anche acciaio senza rivestimento protettivo, purché con spessore aumentato del 50% (sezione minima 100 mmq). (2) Rivestimento per deposito elettrolitico: 100 x10E-6m (3) Rivestimento per trafilatura: spessore 500 x10E-6m  Tipo e dimensioni nin considerati nella Norma | | | | | |

Fig.1 : Tabella con dimensioni dei dispersori

b) il **collettore principale di terra** (Fig.2) sarà costituito da un morsetto o da una sbarra di rame alla quale verranno collegati il conduttore di terra, i conduttori di protezione, i conduttori equipotenziali principali, supplementari, il conduttore di messa a terra di un punto del sistema elettrico che è il centro stella del trasformatore.

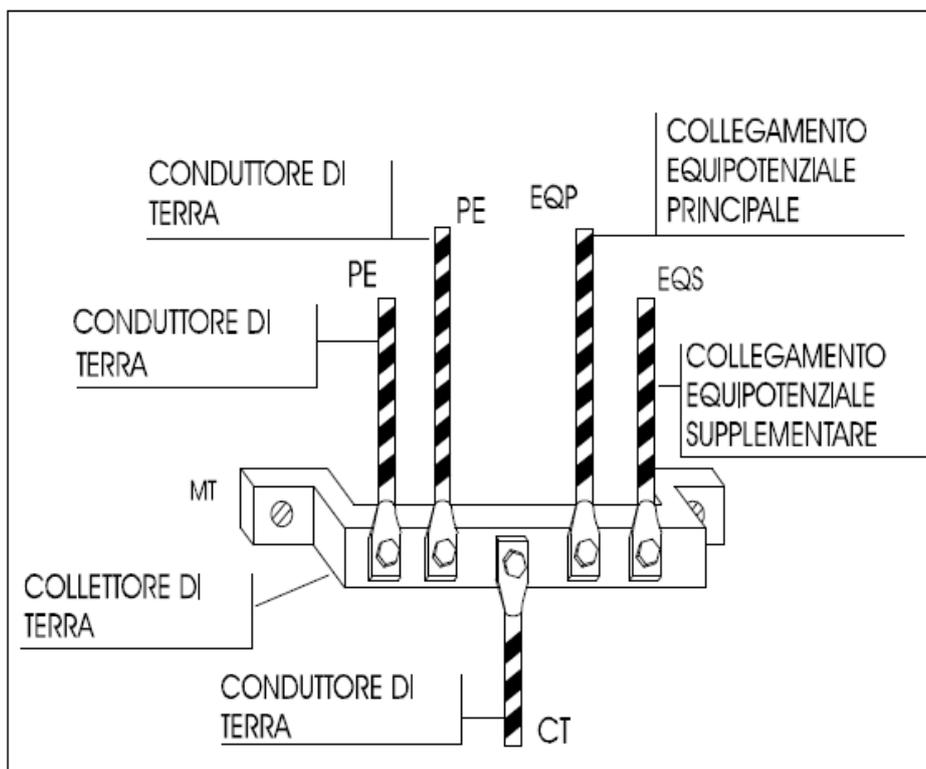


Fig.2 Particolare costruttivo collettore principale di terra

c) il **conduttore di terra** sarà costituito da un conduttore G/V (CEI 64.8 - Sezioni convenzionali minime dei conduttori di terra) utilizzato per collegare i dispersori tra di loro e al collettore principale di terra dove confluiranno tutti i conduttori di protezione dell'impianto elettrico.

| | Protetti meccanicamente | Non protetti meccanicamente |
|---|---|---|
| Protetti contro la corrosione | in accordo con 543.1 | 16 mmq rame (*) 16 mmq ferro zincato |
| Non protetti contro la corrosione | 25 mmq rame (*) 16 mmq ferro zincato | |
| (*) Zincatura secondo la Norma CEI 7-6 oppure con rivestimento equivalente. | | |

Fig. 3 Dalle norme CEI 64.8 - Sezioni convenzionali minime dei conduttori di terra

d) i **conduttori equipotenziali** saranno installati con lo scopo di collegare tutte le masse estranee all'impianto di terra in modo di avere un'equipotenzialità fra le masse e/o le masse estranee.

e) il **conduttore di protezione** sarà costituito da un conduttore G/V (CEI 64.8 - Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase) destinato a collegare tutte le masse delle apparecchiature elettriche alla dorsale principale di terra o al collettore principale di terra.

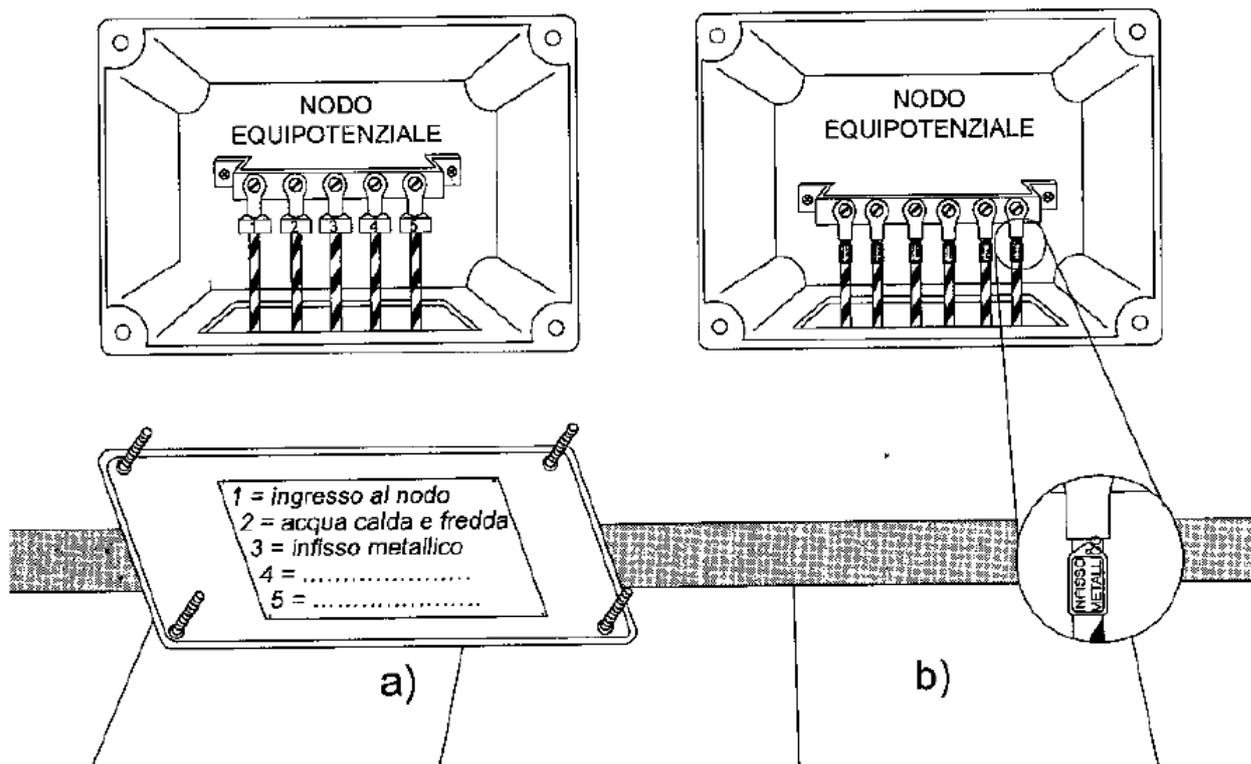


Fig. 4 Identificazione dei conduttori collegati al nodo equipotenziale

A detto impianto si dovranno collegare tutte le masse e le masse estranee esistenti nell'area dell'impianto, la terra di protezione e di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori. Le giunzioni, fra i diversi elementi dei dispersori e fra i dispersori del conduttore di terra, saranno effettuate con robusti morsetti a pettine tali da assicurare un ottimo contatto ed un'elevata protezione contro la corrosione.

| Sezione dei conduttori di fase dell'impianto $S(\text{mm}^2)$ | Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione $S_p(\text{mm}^2)$ |
|---|---|
| $S \leq 16$ | $S_p = S$ |
| $16 < S \leq 35$ | 16 |
| $S > 35$ | $S_p = S/2$ |

Fig.5 Tabella - Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase

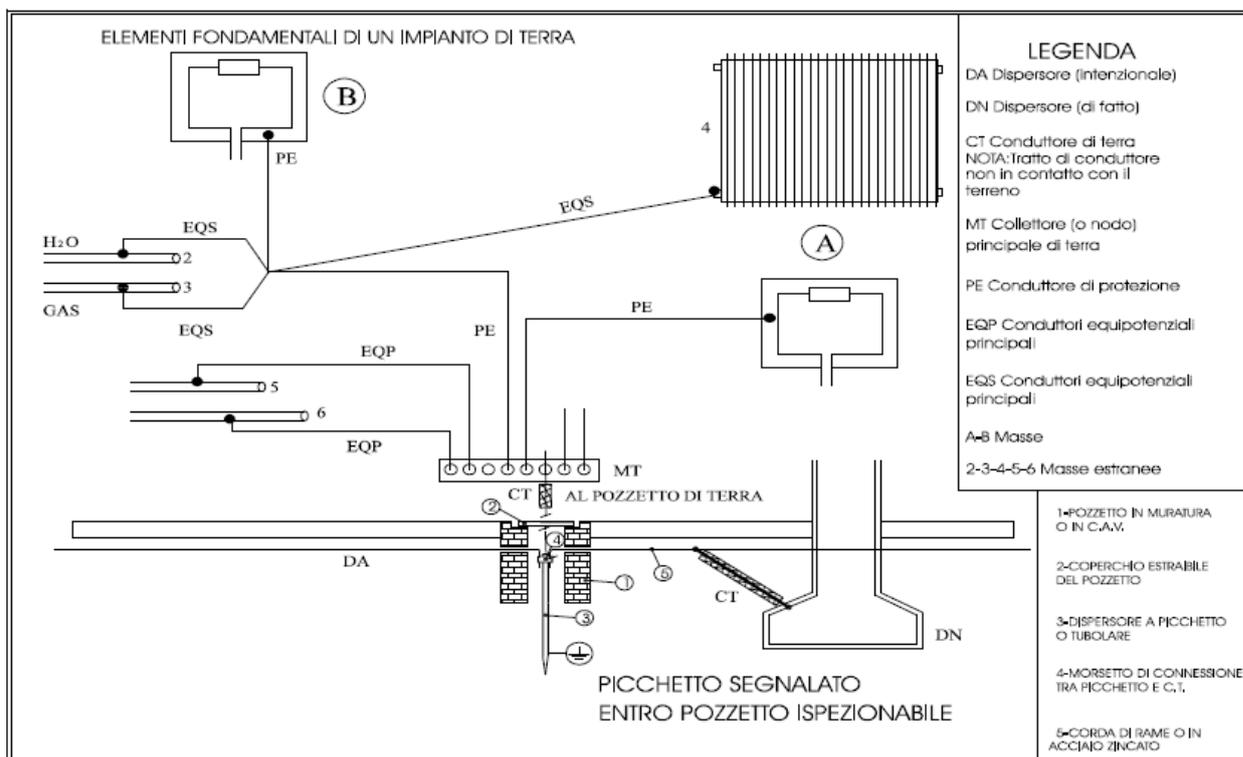


Fig.6 Particolare costruttivo per la realizzazione dell'impianto di messa a terra

I conduttori di protezione saranno ispezionabili e affidabili nel tempo, protetti contro danneggiamenti meccanici, non dovranno avere inseriti dispositivi di interruzione.

INSTALLAZIONE DEI CONDUTTORI

Per la verifica della corretta scelta del tipo di posa dei cavi di cablaggio si fa riferimento alla norma CEI 64-8/5 che riporta i criteri per la scelta ed installazione dei componenti elettrici.

In particolare, per il cablaggio interno del generatore fotovoltaico, vengono utilizzati cavi unipolari con guaina in gomma G7 tipo FG7R 600/1000 V posati in condutture di protezione in materiale isolante, flessibili o rigide di tipo pesante, idonee per l'installazione a vista sia all'interno che all'esterno.

Per i percorsi in corrente alternata sono stati utilizzati cavi unipolari con guaina tipo FG7(O)R 0,6/1 kV con isolamento in EPR, posati in condutture di protezione in materiale isolante, flessibili o rigide di tipo pesante, idonee per l'installazione a vista sia all'interno che all'esterno.

SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Il conduttore di protezione di colore giallo-verde collegato alle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici, ha sezione pari a 16 mm².

A valle del quadro inverter, la sezione del conduttore di protezione è di 16 mm².

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo.

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Sistema in corrente alternata (TT)

L'inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all'impianto elettrico dell'edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è, in questo caso, assicurata dal seguente accorgimento:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;
- verifica, da eseguire in corso d'opera o in fase di collaudo, che i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengano in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure che intervengano entro 5 secondi ma la tensione sulle masse in tale periodo non superi i 50V.

Sistema in corrente continua (IT)

Il sistema in corrente continua è classificato come IT ed è costituito dalle serie di moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

In tale sistema, un guasto a terra determina il passaggio di una corrente prevalentemente capacitiva; la corrente di guasto a terra I_d è costituita dalla corrente capacitiva e dalla corrente di dispersione resistiva, ma assume comunque valori molto modesti permettendo di soddisfare facilmente la condizione:

$$R_T I_d \leq 50$$

essendo R_T la resistenza dell'impianto di terra.

In tal caso, un guasto a terra non costituisce un pericolo per le persone e, per quanto riguarda i contatti indiretti, può permanere per un tempo indefinito.

Il non dover interrompere il circuito al primo guasto a terra è la caratteristica peculiare e insieme il maggior vantaggio, dei sistemi IT, caratteristica molto importante per il sistema fotovoltaico in cui l'interruzione del servizio può causare danni economici importanti.

Il modesto valore della corrente limita inoltre le conseguenze di un guasto a terra: in particolare non si formano archi pericolosi per le persone e per le cose.

Tuttavia, se il primo guasto a terra non è eliminato in tempi ragionevolmente brevi, può verificarsi un secondo guasto a terra su un'altra fase di un altro circuito. Si stabilisce così una corrente di doppio guasto a terra, alimentata dalla tensione concatenata, che può determinare l'intervento dei dispositivi di protezione a massima corrente su entrambi i circuiti, facendo venire meno il vantaggio del sistema IT ed anzi aggravando il disservizio rispetto al sistema TT.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{dn} \geq 300$ mA dovuta al differenziale del quadro generale FV;
- protezione differenziale $I_{dn} \geq 30$ mA dovuta al differenziale del quadro generale;
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche;
- sistema di controllo continuo dell'isolamento verso terra (visivo).

Nel progetto è previsto il collegamento con un conduttore equipotenziale da 16 mm² di un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio è stato verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi fossero interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per la struttura.

In fase di collaudo la continuità elettrica è stata comunque verificata con uno strumento opportuno.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico influisce poco sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura. Per tal motivo non è necessaria la realizzazione di un impianto LPS progetto ad hoc per la protezione dell'impianto fotovoltaico dalle scariche atmosferiche. Qualora il sito d'installazione sia provvisto di un impianto LPS con captatori e calate, è previsto il collegamento delle masse metalliche dei moduli e delle strutture di sostegno alle calate dell'impianto esistente.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter. I morsetti dell'inverter risultano protetti internamente con varistori, tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserimento di dispositivi SPD a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

ALLACCIAMENTO ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE

L'allacciamento del generatore fotovoltaico alla rete di distribuzione dell'energia sarà realizzato secondo le indicazioni della norma CEI 0-21. In particolare tale norma prescrive alcuni dispositivi di

protezione che devono intervenire nel caso avvenga un guasto o un malfunzionamento nella rete di distribuzione alla quale l'impianto fotovoltaico è collegato:

dispositivo generale: 1° livello di intervento in caso di guasto alla rete interna servita dal generatore;

dispositivo di interfaccia: intervento nel caso di anomalie nella rete di distribuzione alla quale l'impianto fotovoltaico è collegato;

dispositivo di generatore: 1° livello di intervento nel caso di guasto al sistema di generazione.

Nel documento di unificazione interno DK5940 "Criteri di allacciamento di impianti di autoproduzione alla rete BT di distribuzione, con il quale l'ENEL ha dato pratica attuazione a quanto contenuto nella norma CEI 0-21, sono inoltre riportate le soglie di tensione e frequenza di taratura per l'intervento del dispositivo di interfaccia.

Per il caso in esame, utilizzando un sistema di protezione di interfaccia esterno all'inverter, le funzioni di protezione di interfaccia (PIB) da esso assolve dovranno permettere il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete, considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono da una determinata finestra di tensione e frequenza così caratterizzata:

| PROTEZIONE | ESECUZIONE | VALORE DI TARATURA | TEMPO DI INTERVENTO PRESCRITTO |
|-----------------|------------|--------------------|--------------------------------|
| (59.S1) | tripolare | 440 V | ≤ 3 s |
| (59.S2) | tripolare | 460 V | 0,2 s |
| (27.S1) | tripolare | 340 V | 0,4 s |
| (27.S2) | tripolare | 160 V | 0,2 s |
| (81>.S2) | tripolare | 51,5 Hz | 0,1 s |
| (81<.S2) | tripolare | 47,5 Hz | 0,1 s |
| Comando locale | | "BASSO" | |
| Segnale esterno | | "ALTO" | |

VERIFICA TECNICO – FUNZIONALE

A lavori ultimati, l'installatore dell'impianto dovrà effettuare le seguenti verifiche per l'impianto fotovoltaico:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- la messa a terra di masse e scaricatori;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- la condizione: $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{STC}$ dove
 P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
 P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
 I è l'irraggiamento (in W/mq) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
 I_{STC} , pari a 1000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni standard.
- la condizione: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$ dove
 P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;
- la condizione: $P_{ca} > 0,75 * P_{nom} * I/I_{STC}$.

NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Per la progettazione e la realizzazione dell'impianto fotovoltaico saranno rispettate le seguenti normative e leggi di riferimento (e quelle riportate nell'Allegato 1 del Decreto 28/07/2005):

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- 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 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 EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione corrente
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento

- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - Moduli esclusi (BOS) -Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
- CEI EN 60439-2 (CEI 17- 13/2): Prescrizioni particolari per i condotti sbarre
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparecchi per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)
- EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparecchi per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia re attiva (classe 2 e 3)
- ENEL DK 5940: Disposizioni per la connessione degli impianti in rete e dispositivi di interfaccia
- ENEL DV 604: Disposizioni per le protezioni di interfaccia
- Norme UNI/ISO per dimensionamento delle strutture meccaniche di supporto e ancoraggio dei moduli FV
- D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 - Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentali in materia edilizia
- D.P.R. 547/55 e d.lgs. 626/94 e successive modificazioni per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- Legge 46/90 e D.P.R. 447/91 (regolamento di attuazione) e successive modificazioni, per la sicurezza elettrica.

L'elenco normativo sopra esposto non è esaustivo, per cui leggi e norme applicabili non elencate vanno comunque applicate.

ELABORATI DI PROGETTO

Il presente progetto esecutivo si compone dei seguenti elaborati:

Rel. 1 Relazione tecnica

Tav. 6 Pianta piano terra, pianta copertura, sezione A-A, particolari del modulo fotovoltaico

Tav. 7 Schemi elettrici di sistema.

Parabita, li maggio 2013

I TECNICI:

(Ing. Giancarlo CARRISI)

(Ing. Fulvio GIGANTE)

(Ing. Vito CIARDO)

(Arch. Febo DE LORENZO)