

PROVINCIA OGLIASTRA

ASSESSORATO URBANISTICA



PROGETTO
REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO
PRESSO L' ISTITUTO D'ARTE E DEI GEOMETRI LANUSEI
Bando per il cofinanziamento di impianti solari integrati nelle strutture e nelle componenti edilizie
Regione Autonoma della Sardegna
Annualità 2007

PROGETTO DEFINITIVO/ESECUTIVO

Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163
Art. da 25 a 34 e del DPR n. 554 del 21/12/1999

ALLEGATO

A

OGGETTO

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

Data: Maggio 2009

Revisione:0.01

File: FV07BRPOADD.TAV

PROGETTAZIONE

Dott. Ing. Antonio Patteri



COMMITTENTE

AMMINISTRAZIONE PROVINCIALE

IL FUNZIONARIO

APPROVAZIONE

APPALTATORE

1 INDICE

1	INDICE.....	1
2	PREMESSA	3
3	PRINCIPI PROGETTUALI GENERALI.....	4
3.1	DIMENSIONAMENTO ENERGETICO	4
3.2	DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE.	4
3.3	<i>IRRAGGIAMENTO SOLARE A NUORO</i>	5
3.4	<i>GUADAGNO ENERGETICO</i>	5
3.5	<i>PRODUZIONE ENERGETICA ATTESA</i>	7
4	IMPIANTO DI TERRA	8
4.1	<i>GENERALITÀ</i>	8
4.2	<i>SISTEMA TT</i>	8
4.3	<i>SISTEMA IT</i>	8
4.4	<i>ELEMENTI COSTITUTIVI DELL'IMPIANTO DI TERRA</i>	9
4.5	<i>CONSIDERAZIONI SULL'IMPIANTO DI TERRA</i>	9
4.6	<i>COLLEGAMENTO DEL CONDUTTORE DI PROTEZIONE PE ALL'IMPIANTO DI TERRA</i>	10
5	LE PROTEZIONI CONTRO GLI SHOCK ELETTRICI	11
5.1	<i>INTRODUZIONE</i>	11
5.2	<i>PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI</i>	11
5.3	<i>PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI</i>	12
5.4	<i>PROTEZIONE MEDIANTE INTERRUZIONE AUTOMATICA DELL'ALIMENTAZIONE</i>	12
6	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO ELETTRICO LATO CORRENTE CONTINUA	15
6.1	<i>DATI DI PROGETTO E SCELTA DEL PANNELLO FOTOVOLTAICO</i>	15
6.2	<i>CARATTERISTICHE DEL MODULO FOTOVOLTAICO</i>	15
6.3	<i>CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO</i>	16
6.4	<i>SEZIONATORE SOTTO CARICO</i>	17
6.5	<i>IL GRUPPO DI CONVERSIONE (INVERTER)</i>	18
6.6	<i>CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA DI CONVERSIONE</i>	18
6.7	<i>SCELTA DELL'INVERTER E TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE</i>	18
6.8	<i>CARATTERISTICHE DEL GRUPPO DI CONVERSIONE</i>	19
6.9	<i>LA TENSIONE DELLA SEZIONE IN CORRENTE CONTINUA</i>	20
6.10	<i>CAMPO DI TENSIONI IN INGRESSO E IN USCITA</i>	22
6.11	<i>DEFINIZIONE DELLA STRUTTURA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO</i>	23
6.12	<i>DEFINIZIONE DELLA STRUTTURA DI STRINGA</i>	23
6.13	<i>DEFINIZIONE DELLA STRUTTURA DI STRINGA</i>	23
6.14	<i>STRUTTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</i>	24
6.15	<i>CAVI ELETTRICI E CABLAGGI (CORRENTE CONTINUA)</i>	24
6.16	<i>MONTAGGI ELETTRICI DC</i>	26
7	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO ELETTRICO LATO CORRENTE ALTERNATA	27

7.1	CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DI PROTEZIONE E SEZIONAMENTO	27
7.2	DISTRIBUZIONE GENERALE E CAVI ELETTRICI BT (CORRENTE ALTERNATA).....	27
7.3	PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE.....	29
8	IMPIANTO PER SCARICHE ATMOSFERICHE.....	31
8.1	GENERALITÀ.....	31
8.2	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	31
8.3	DEFINIZIONI CLASSI DI ISOLAMENTO	32
8.4	LE PROTEZIONI DA SOVRATENSIONI.....	33
9	IL DIMENSIONAMENTO DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FV.....	33
9.1	LE STRUTTURE DI SOSTEGNO	33
9.2	LEGISLAZIONE E NORME DI RIFERIMENTO	34
9.3	ANALISI DEI CARICHI.....	34
9.4	INSTALLAZIONI SU TETTI PIANI.....	35
9.5	CALCOLI (D.M. 16.01.1996 – CIRC. 4/7/96 N.156)	35
9.6	SOLUZIONE PROGETTUALE ADOTTATA	35
9.7	SPINTA DEL VENTO (CALCOLI ESEGUITI SECONDO D.M. 16.01.1996 – CIRC. 4/7/96 N.156)	36
9.8	MONTAGGIO DELLA STRUTTURA.....	36
9.9	SPINTA DEL VENTO (CALCOLI ESEGUITI SECONDO D.M. 16.01.1996 – CIRC. 4/7/96 N.156)	37
9.10	VERIFICHE, PROVE E COLLAUDI D'IMPIANTO.....	39
9.11	LEGGI E DECRETI	41
10	ELENCO DOCUMENTAZIONE	48

2 PREMESSA

La presente relazione tecnica costituisce parte integrante del progetto definitivo - esecutivo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico destinato alla produzione di energia elettrica mediante la conversione diretta della radiazione solare. L'impianto Fotovoltaico sarà caratterizzato da una potenza di picco pari a 18,9 kW e verrà ubicato, così come indicato nei relativi elaborati grafici, sulle relative aree, appartenenti **alla Provincia D'Ogliastra**. I dispositivi per la conversione, dalla forma continua alla forma alternata, dell'energia elettrica prodotta dal generatore solare verranno installati, così come riportato dai relativi elaborati grafici e collegati, attraverso opportuni cavi in bassa tensione, al punto di connessione; in tale punto di connessione verrà immessa l'energia prodotta, secondo quanto previsto dalle specifiche fornite dall'ente distributore (ENEL Distribuzione Spa). Nel presente elaborato vengono riportate le caratteristiche dell'impianto di produzione fotovoltaico ed i calcoli necessari per il dimensionamento dei vari componenti.

3 PRINCIPI PROGETTUALI GENERALI

In generale un buon progettista si preoccupa di progettare e far realizzare l'impianto FV in modo da massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile (ottimizzazione energetica). Per tale motivo, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando qualunque fenomeno di ombreggiamento. L'unico caso in cui sono ammessi orientamenti diversi e fenomeni di ombreggiamento parziale/stagionale è quello del rispetto di vincoli storico architettonici o paesaggistici. Non essendovi in questo caso alcun vincolo, la disposizione dei pannelli è stata effettuata scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e posizionando i pannelli in modo da evitare fenomeni di ombreggiamento.

3.1 DIMENSIONAMENTO ENERGETICO

Il dimensionamento energetico di un impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore viene effettuato sulla base della:

1. disponibilità di spazi sui quali installare il generatore fotovoltaico;
2. disponibilità della fonte solare;
3. produzione energetica preventivata, nel caso di impianti di produzione;
4. disposizione dei moduli del generatore fotovoltaico.

Inoltre, per quanto riguarda il primo punto sopraccitato, occorre fare le seguenti distinzioni:

- il generatore fotovoltaico è posto su una superficie opportunamente inclinata;
- il generatore fotovoltaico è posto su una superficie orizzontale;
- il generatore fotovoltaico è posto su un piano ad inseguimento solare;

La soluzione adottata nel caso in esame è di generatore fotovoltaico fisso disposto su una superficie inclinata. In questo caso, i moduli fotovoltaici devono essere inclinati rispetto al piano orizzontale per massimizzare l'energia prodotta. Generalmente la condizione di inclinazione che consente la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno alla latitudine del sito è compresa tra i 30° e i 40° rispetto al piano dell'orizzontale. L'inclinazione definita nei calcoli di progetto è di 30°.

3.2 DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione può essere verificata utilizzando i dati riportati nella Norma UNI 10349 relativi, fra l'altro, a valori giornalieri medi mensili della radiazione solare sul piano orizzontale di ciascuna provincia italiana. La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze al sito di interesse. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è [NUORO](#). E' stato scelto un fattore di riduzione delle ombre del 0,95%.

3.3 IRRAGGIAMENTO SOLARE A NUORO

La tabella seguente riporta i valori di irraggiamento calcolati in base alla norma UNI 10349 per moduli esposti a 0° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 25°

Fattore di albedo scelto: Calcestruzzo invecchiato

Mese	Giornaliero				Mensile
	Radiazione Diretta (Wh/m ²)	Radiazione Diffusa (Wh/m ²)	Radiazione Riflessa (Wh/m ²)	Totale (Wh/m ²)	Totale (kWh/m ²)
Gennaio	1891	803	28	2723	84
Febbraio	2313	1063	39	3415	96
Marzo	3117	1400	58	4574	142
Aprile	3654	1762	77	5493	165
Maggio	4378	1892	97	6367	197
Giugno	4810	1892	107	6809	204
Luglio	5683	1607	115	7404	230
Agosto	5109	1581	98	6787	210
Settembre	4214	1400	74	5688	171
Ottobre	3171	1114	50	4335	134
Novembre	2090	855	32	2976	89
Dicembre	1682	726	25	2432	75
Tot. annuale					1798

Il calcolo della radiazione solare incidente su una superficie fissa, comunque esposta ed orientata, può essere determinata mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 che utilizzano i valori giornalieri medi mensili della radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale forniti dalla Norma UNI 10349. Per il calcolo dei valori dell'irraggiamento globale giornaliero, relativamente al piano inclinato di 30°, è stato ipotizzato un valore di riflettanza pari a 0,11 (tetti e solai).

Inoltre, per il calcolo dell'irraggiamento, ci si è posti nella condizione più cautelativa, considerando tra i diversi algoritmi di calcolo (HOMER, Liu-Jordan) quello che forniva i valori di irraggiamento più bassi.

Alla fine, si è assunto come valore di irraggiamento giornaliero medio su superficie inclinata a 30°, il valore **1798 kWh/m²/anno**.

3.4 GUADAGNO ENERGETICO

Il guadagno energetico preventivato si ottiene, calcolando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione e angolo di orientazione;
- eventuali ombreggiamenti o sporcamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS: efficienza inverter, perdite nei cavi e cadute sui diodi.

Il parametro più utilizzato dai tecnici per indicare la producibilità energetica di un impianto fotovoltaico in un certo sito è il valore della radiazione solare specifica (E_r) incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in modo pratico in "ore equivalenti solari" h_s . Questo parametro indica quanti kWh sono pervenuti sulla superficie di un m^2 nell'intervallo di tempo Δt considerato ipotizzando una irradianza convenzionale di 1 kW/m^2 :

Il valore della produzione elettrica attesa dall'impianto durante il periodo considerato, espressa in ore equivalenti di picco h_{eq} (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

$$h_{eq} = h_s \cdot K \cdot \eta_{pv} \cdot \eta_{inv}$$

K è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0.90 e 0.98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistematici;

η_{pv} è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); valori tipici di η_{pv} sono compresi tra 0.85 e 0.90;

η_{inv} è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo; un valore tipico di η_{inv} è 0.94.

La produzione elettrica attesa dell'impianto in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in kWh, è quindi:

$$E_p(\Delta t) = P_n \cdot h_{eq}(\Delta t)$$

Dove

P_n è la potenza nominale del generatore fotovoltaico [kWp]

Relativamente all'impianto in oggetto ne deriva dall'analisi svolta un numero di ore equivalenti solari h_s pari a circa **1798**. Sulla base della distribuzione dei pannelli si può assumere un coefficiente di ombreggiamento pari al 5 % pertanto K è uguale a 0,95.

Le scelte progettuali relative ai cavidotti e alle connessioni dei moduli e agli inverter saranno rivolte alla massimizzazione dell'efficienza pertanto si può assumere un rendimento di generatore fotovoltaico η_{pv} è pari a 0,9 e un'efficienza di convertitore pari a η_{inv} è pari a 0,94.

3.5 PRODUZIONE ENERGETICA ATTESA

La definizione della struttura dei campi fotovoltaici e dei componenti fondamentali degli impianti consentono sulla base dei dati a disposizione di determinare l'energia annua.

Le scelte progettuali relative ai cavidotti e alle connessioni dei moduli e agli inverter sono state rivolte alla massimizzazione dell'efficienza pertanto si può assumere un rendimento di generatore fotovoltaico η_{pv} è pari a 0,90 e un'efficienza di convertitore pari a η_{inv} è pari a 0,93.

Considerando che la potenza massima installabile, per ogni impianto, è pari **18,9** kWp ne deriva una produttività massima attesa pari a circa **27669,6** kWh/anno.

4 IMPIANTO DI TERRA

4.1 GENERALITÀ

L'impianto di terra può essere definito come sistema limitato localmente, i cui elementi costitutivi sono: dispersori, conduttori di terra, collettori (o nodi) principali di terra, conduttori di protezione ed equipotenziali, parti metalliche in contatto con il terreno (di efficacia pari a quella dei dispersori).

Esso svolge un ruolo fondamentale nell'impianto elettrico per la sicurezza e per la sua funzionalità.

Le principali finalità sono:

- disperdere le correnti dovute a cedimento dell'isolamento dei circuiti attivi;
- disperdere le correnti dovute ai fulmini;
- disperdere le correnti dipendenti dall'innesco degli scaricatori di sovratensione;
- creare un potenziale di riferimento;
- vincolare il potenziale di determinati punti dei sistemi dell'impianto elettrico.

Un "sistema elettrico" è l'insieme delle apparecchiature e delle linee che hanno una determinata tensione nominale.

La tensione verso terra di un sistema elettrico trifase dipende dallo "stato" del neutro, che può essere: isolato, collegato direttamente a terra, collegato per mezzo di un'impedenza a terra.

4.2 SISTEMA TT

Questo sistema ha il neutro collegato direttamente a terra. Le masse dell'impianto sono anch'esse collegate direttamente a terra, ma in modo indipendente dal collegamento a terra del sistema di alimentazione. Il sistema TT è l'unico sistema di distribuzione ammesso in Italia per tutti gli impianti utilizzatori alimentati direttamente nella rete BT di distribuzione. Gli impianti di terra dei sistemi TT sono normalmente utilizzati negli impianti elettrici degli edifici a destinazione residenziale, solitamente alimentati da sistemi di I categoria. L'impianto di terra svolge la funzione di convogliare verso terra la corrente di guasto quando avviene il cedimento dell'isolamento di una parte attiva di una massa (es. un circuito elettrico di un apparecchio elettrodomestico con classe I di isolamento) per consentire l'intervento dei dispositivi di protezione automatici.

4.3 SISTEMA IT

Il sistema IT ha tutte le parti attive isolate da terra o un punto collegato a terra attraverso un'impedenza, mentre le masse dell'impianto sono:

- collegate a terra separatamente;
- collegate a terra collettivamente;
- connesse collettivamente alla terra del sistema.

Il sistema IT può essere adottato quando esistono particolari esigenze di continuità del servizio.

La corrente I_d , dovuta al primo guasto che si verifica, è di valore limitato, perché si richiude attraverso le capacità verso terra dell'impianto ed eventualmente anche attraverso l'impedenza inserita tra un punto (di solito il neutro) del sistema di alimentazione e la terra stessa.

Il valore ridotto della corrente di terra consente di soddisfare facilmente la condizione

$$R_T \cdot I_d \leq U_L$$

R_T - resistenza di terra del dispersore al quale sono collegate le masse

I_d - corrente di guasto

U_L - tensione di contatto limite convenzionale (50 V)

Il maggior vantaggio dei sistemi IT è quello di non dover interrompere il circuito al primo guasto a terra. I principali inconvenienti sono le sovratensioni ed il doppio guasto a terra. Per ridurre la probabilità del verificarsi di un secondo guasto a terra, quando il primo non è stato ancora risolto, è necessario prevedere tra neutro e terra un dispositivo per il controllo dell'isolamento e provvedere ad eliminare, in un tempo ragionevole, il guasto a terra.

4.4 ELEMENTI COSTITUTIVI DELL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra per essere efficace deve essere affidabile e di lunga durata ed avere una resistenza tale da consentire che la corrente che lo attraversa sia sufficiente per provocare l'intervento del dispositivo di protezione associato nei tempi molto brevi richiesti dalla Norma CEI 64-8. L'impianto di terra è costituito dalle seguenti parti:

- dispersori: - intenzionale (DA);
- di fatto (DN);
- conduttori di terra (CT);
- collettori (o nodi) principali di terra (MT);
- conduttori di protezione (PE);
- conduttori equipotenziali principali (EQP) e supplementari (EQS);
- masse (M);
- masse estranee (ME).

4.5 CONSIDERAZIONI SULL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI 11-8. La rete di terra ha inoltre lo scopo di disperdere a terra le correnti che transitano attraverso i varistori di protezione previsti sia per i circuiti in c.c. che per quelli in c.a. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto

rame superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua).

Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

4.6 COLLEGAMENTO DEL CONDUTTORE DI PROTEZIONE PE ALL'IMPIANTO DI TERRA

Il conduttore di protezione PE dovrà essere collegato al collettore di terra già presente nell'impianto utilizzatore.

L'impianto di terra già presente, dovrà rispondere alle prescrizioni della norma CEI 11.1 e pertanto sarà necessario la sua verifica.

5 LE PROTEZIONI CONTRO GLI SHOCK ELETTRICI

5.1 INTRODUZIONE

I pericoli per le persone che possono venire in contatto con gli impianti e le apparecchiature elettriche derivano essenzialmente da:

contatto diretto;

contatto indiretto;

5.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma. Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono esser tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

Le misure di protezione contro i contatti diretti possono essere classificate nei seguenti modi:

- misure atte a conseguire la protezione totale: isolamento, involucri o barriere;
- misure atte a conseguire una protezione parziale: ostacoli, distanziamento;
- protezione addizionale: interruttore differenziale con corrente nominale differenziale non superiore a **30 mA**.

Per la protezione totale, le prescrizioni sono le seguenti:

isolamento delle parti attive: detto isolamento deve poter essere rimosso solo tramite la sua distruzione; in genere vernici, lacche, smalti non sono considerati idonei ad assicurare la protezione dai contatti diretti;

protezione mediante involucri o barriere. Le parti attive totalmente o a tratti non isolate si considerano protette dai contatti diretti quando sono poste in involucri o dietro barriere con grado di protezione pari almeno a IP2X o IPXXB; le superfici orizzontali di barriere o involucri che sono a portata di mano devono avere grado di protezione pari ad almeno IP4X o IPXXD; le barriere e gli involucri devono essere saldamente fissati e devono conservarsi nel tempo, tenendo conto delle reali condizioni ambientali nelle quali sono utilizzati; la rimozione delle barriere o l'apertura degli involucri deve essere possibile ad esempio con l'uso di una chiave o di un attrezzo.

Una volta interrotta l'alimentazione per accedere all'interno degli involucri o per rimuovere le barriere, il ripristino dell'alimentazione è possibile solo dopo aver riposizionato le barriere o richiuso gli involucri.

Inoltre, quando una barriera intermedia, con grado di protezione non inferiore a IP2X o IPXXB, protegge dal contatto con parti attive, può essere rimossa solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo.

5.3 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI

Per "contatto indiretto" si intende "contatto di persone con una massa in tensione per un guasto" (Norma CEI 64-8 all'art. 23.6). La definizione di massa è data nell'art. 23.2 della stessa Norma e nel relativo commento: massa è una parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata, che non è in tensione in condizioni ordinarie, ma che può andare in tensione per un cedimento dell'isolamento principale. Si noti che la dicitura "che può essere toccata" non implica che sia a portata di mano: pertanto, l'involucro metallico di un apparecchio installato ad una altezza tale da non essere naturalmente raggiungibile, è comunque una massa. Nella realizzazione di quadri si consideri il caso di una parte conduttrice, che può andare in tensione per guasto dell'isolamento fondamentale, posta dietro involucri o barriere rimovibili solo con un attrezzo:

- essa non è una massa se gli involucri e barriere sono rimovibili solo con l'ausilio di attrezzi e non è necessario rimuoverli nell'esercizio ordinario (ad esempio) per accedere ad un organo di manovra;
- essa è una massa se involucri e barriere sono asportabili senza l'uso di attrezzi o debbano essere asportati nell'esercizio ordinario.

Da quanto detto, scaturisce che la protezione dai contatti indiretti si traduce, praticamente, in una opportuna protezione delle masse.

Le misure di protezione sono elencate nel seguito (Norma CEI 64-8 art. 413):

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente;
- protezione mediante luoghi non conduttori;
- protezione mediante collegamento equipotenziale locale non connesso a terra;
- protezione per separazione elettrica.

Qui di seguito vengono esposte solo le considerazioni generali, in particolare quelle inerenti la protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

5.4 PROTEZIONE MEDIANTE INTERRUZIONE AUTOMATICA DELL'ALIMENTAZIONE

Il principio fondamentale di questa misura di protezione è quello di creare un coordinamento tra l'impianto di terra e le protezioni di massima corrente o differenziali, mediante opportuni collegamenti a terra ed equipotenziali ed una via preferenziale alla corrente legata al guasto dell'isolamento fondamentale, in modo che:

- essa possa essere opportunamente rilevata e interrotta all'insorgere dell'evento;
- la stessa non sia pericolosa per una persona che può essere in contatto con la massa interessata dal guasto.

I concetti che stanno alla base di quanto sinteticamente detto sono i seguenti:

- il guasto deve essere rilevato ed interrotto quando esso si verifica; questo per limitare la probabilità che una persona possa incorrere in un contatto indiretto;
- il valore di tensione assumibile dalle masse ed il tempo di permanenza della stessa deve essere opportunamente limitato, per evitare danni alle persone in caso di eventuale contatto indiretto;
- la determinazione del tipo di protezione deve essere effettuata in base al tipo di sistema di distribuzione, così come nel seguito descritto.

La protezione si consegue realizzando i collegamenti a terra e l'impianto di terra (compresi i collegamenti equipotenziali) e coordinando opportunamente il valore della resistenza di terra con le caratteristiche di intervento (corrente e tempo) dei dispositivi di protezione.

Tutte le masse devono essere collegate ad un conduttore di protezione; le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra. Deve essere realizzato anche il collegamento equipotenziale principale collegando tra di loro il conduttore di protezione, il conduttore di terra, il collettore principale di terra e le seguenti masse estranee:

- i tubi che alimentano i servizi dell'edificio (gas, acqua, ecc.);
- le parti strutturali metalliche dell'edificio e le canalizzazioni del riscaldamento centrale e del condizionamento dell'aria;
- le armature principali del cemento armato, se possibile.

Se le masse estranee provengono dall'esterno dell'edificio, esse devono essere collegate il più vicino possibile al loro punto di entrata nell'edificio.

Al conduttore equipotenziale principale, inoltre, devono essere collegati gli schermi metallici dei cavi di telecomunicazione, chiedendo il consenso dei proprietari e degli utilizzatori di detti cavi.

Nei sistemi TT la protezione dai contatti indiretti è garantita quando:

$$R_A \cdot I_A \leq 50$$

dove:

RA - somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse in ohm;

IA - corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione.

Il concetto che sta alla base della protezione nei sistemi TT, espresso dalla precedente relazione, è quello di causare l'interruzione dell'alimentazione quando la tensione sulle masse raggiunge quel valore che, convenzionalmente, può essere sopportato per un tempo indefinito: detto valore, in condizioni ordinarie, è 50 V.

In linea generale, la protezione può essere attuata da un dispositivo di protezione dalle sovracorrenti :

se il dispositivo ha una caratteristica di funzionamento a tempo inverso, IA è la corrente che ne provoca il funzionamento automatico in 5 s.

se il dispositivo ha una caratteristica a scatto istantaneo, IA è la corrente che ne provoca il funzionamento a scatto istantaneo.

Utilizzando detto tipo di dispositivo, però, la relazione precedente è difficilmente rispettabile; infatti la resistenza RA dovrebbe assumere valori sufficientemente piccoli, difficilmente ottenibili nei sistemi TT.

Il rispetto, invece, della relazione è molto più facilmente garantito quando per la protezione vengono utilizzati interruttori differenziali; in questo caso IA coincide con la corrente nominale differenziale del dispositivo I_{dn} e la relazione precedente diviene:

$$R_A \cdot I_{dn} \leq 50$$

Così possono essere accettati valori di RA più elevati e quindi più facilmente ottenibili in pratica. Inoltre, si rammenta che l'articolo 7 comma 2 della legge 46 del 1990 ("Norme per la sicurezza degli impianti") cita: "in particolare gli impianti elettrici devono essere dotati di impianti di messa a terra e di interruttori differenziali ad alta sensibilità o di altri sistemi di protezione equivalenti". L'articolo 5 comma 6 del DPR 447 del 1991, definisce i limiti di "alta sensibilità" e per "sistemi di protezione equivalente" si fa riferimento alle norme CEI. Nel rispetto della precedente relazione, è possibile utilizzare, per ragioni di selettività, differenziali di tipo S in serie a dispositivi differenziali di tipo generale.

Le prescrizioni per ottenere la selettività tra interruttori differenziali sono date nell'art. 536.3 e relativo commento della Norma CEI 64-8; la selettività tra interruttori differenziali posti in cascata si ottiene quando:

- l'interruttore a monte è di tipo S, mentre quello a valle è di tipo generale;
- la corrente differenziale nominale del dispositivo a monte è adeguatamente superiore (di massima tre volte) a quella del dispositivo a valle.

Inoltre, sempre per ragioni di selettività, nei circuiti di distribuzione (tutti i circuiti di potenza che non siano circuiti terminali), è possibile utilizzare interruttori differenziali ritardati fino al massimo di 1 s.

Se la relazione sopra riportata non dovesse essere rispettata a causa di un valore troppo elevato di RA, è necessario realizzare un collegamento equipotenziale supplementare. Questo deve comprendere tutti gli elementi conduttori simultaneamente accessibili, quali: masse dei componenti, masse estranee, armature del cemento armato (quando possibile). Il sistema equipotenziale così ottenuto deve essere connesso ai conduttori di protezione di tutti i componenti elettrici, inclusi quelli delle prese a spina. Il collegamento equipotenziale è efficace se la resistenza R, tra le masse e le masse estranee, simultaneamente accessibili soddisfa la seguente relazione:

$$R \leq \frac{50}{I_{dn}}$$

Tutto questo è indicato nell'art. 413.1.1 e 413.1.4 della Norma CEI 64-8.

6 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO ELETTRICO LATO CORRENTE CONTINUA

Definito il tipo di pannello più idoneo a seconda delle caratteristiche del sito è necessario definire le modalità di connessione dei pannelli e le caratteristiche del gruppo di conversione dalla forma continua alla forma alternata e di tutti i sistemi ausiliari destinati al corretto esercizio dell'impianto. I criteri generali utilizzati per la definizione degli elementi di impianto sono qui di seguito riportati.

6.1 DATI DI PROGETTO E SCELTA DEL PANNELLO FOTOVOLTAICO

La realizzazione e l'ispezione dell'impianto fotovoltaico richiede la presenza di una superficie di movimentazione. Pertanto è necessaria una zona per l'ispezione laterale e una zona per la movimentazione dei materiali. I moduli fotovoltaici devono avere caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo. A tal proposito lo standard qualitativo deve essere conforme alla norma [CEI EN 61215](#), per moduli al silicio cristallino. Tale conformità deve essere dimostrata dall'esito di prove di tipo eseguite presso un laboratorio accreditato EA (European Accreditations Agreement) o che con EA abbia stabilito accordi di mutuo riconoscimento. Il pannello scelto per l'impianto in oggetto dovrà necessariamente essere del tipo [Trina TSM - 210D05 o equivalente](#). Tale modulo Fv ha le caratteristiche energetiche, elettriche, termiche e meccaniche rispondenti alle specifiche richieste pertanto i dati relativi a tale tipo di pannello verranno utilizzati per il dimensionamento dell'impianto.

6.2 CARATTERISTICHE DEL MODULO FOTOVOLTAICO

Le caratteristiche elettriche del pannello sono qui di seguito riportate.



[Trina TSM - 210D05 o equivalente](#)

Potenza nominale	210 Wp
Celle:	Silicio monocristallino
Tensione circuito aperto VOC	34 V
Corrente di corto circuito ISC	7,9 A
Tensione MPP	29,2 V
Corrente MPP	7,19 A
Grado di efficienza:	12,83 %
Dimensioni:	1650 mm x 992 mm
Certificazioni:	IEC 61215 Classe II, CE

Garanzia: 2 anni sui difetti di fabbrica, 25 anni
sulla resa energetica con massimo
decadimento del 20%

Ciascun modulo deve essere dotato di diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle. La conformità dei moduli alle norme applicabili deve essere specificamente certificata alla presenza di detti diodi. Il modulo deve essere provvisto di cassetta di terminazioni, i diodi di by-pass potranno essere alloggiati nella scatola stessa. La cassetta di terminazione deve avere un livello di protezione minimo IP65 a modulo installato e deve essere dotata di terminali elettrici di uscita con polarità opportunamente contrassegnate, coperchio con guarnizioni e viti nonché fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio delle stringhe o attacchi rapidi fissi. I moduli devono essere provvisti di cornice in alluminio, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua.

I moduli fotovoltaici sono la parte più costosa dell'impianto di generazione, pertanto un aspetto molto importante riguarda la garanzia offerta dai costruttori di moduli.

Per garantire un'adeguata vita utile dell'impianto di generazione deve essere garantita la qualità e le prestazioni dei moduli fotovoltaici. Saranno necessarie pertanto una:

- garanzia di prodotto: riguardante la garanzia contro difetti di fabbricazione e di materiale; questa deve coprire almeno **2 anni**, secondo disposizioni di legge, decorrenti dalla data di certificato di regolare esecuzione e deve garantire contro eventuali difetti di materiale o di fabbricazione che possano impedirne il regolare funzionamento a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione;
- garanzia di prestazioni: riguardante il decadimento delle prestazioni dei moduli; il costruttore dei moduli FV deve garantire che la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non sarà inferiore al **90 %** della potenza minima del modulo (indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto nel foglio dati del modulo stesso) per almeno **10 anni** e non inferiore al **80 %** per almeno **25 anni**. Al fine della verifica del periodo di validità della garanzia, è opportuno che l'anno di fabbricazione dei moduli sia documentato in maniera inequivocabile. Al riguardo, inoltre, la norma CEI EN 50380 prescrive che il numero di serie e il nome del costruttore siano apposti in modo indelebile e visibile sul modulo.

6.3 CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Le stringhe sono costituite dalla serie di moduli fotovoltaico elettricamente collegati tra loro, e in genere meccanicamente disposti affiancati. Nella scelta della configurazione delle stringhe di moduli fotovoltaici si deve verificare che le caratteristiche elettriche delle stesse (incluso corrente di cortocircuito, tensione a vuoto, corrente e tensione alla massima potenza), siano per quanto possibile simili. Questa precauzione se da un lato migliora le prestazioni del generatore dall'altro consente che, in caso di guasto, la sostituzione dei moduli con moduli dello stesso tipo non comporti variazioni delle caratteristiche elettriche delle stringhe. In particolare, per massimizzare la produzione d'energia, è opportuno che le stringhe non siano differenti per:

- tipo di modulo
- classe di corrente del modulo
- esposizione dei moduli (azimut, elevazione e ombreggiamento)
- numero dei moduli in serie.

Negli impianti in oggetto è previsto che i pannelli siano tutti dello stesso tipo.

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua deve essere prevista con stringhe flottanti senza punti di collegamento a terra (sistema IT) e formate da moduli identici in numero, marca, prestazione elettrica ed esposizione

Ciascuna stringa sarà provvista di un dispositivo di protezione per sovracorrente (diodo di blocco).

In relazione all'esposizione alle sovratensioni indotte di origine atmosferica, ciascuna stringa sarà protetta mediante dispositivi di protezione contro le sovratensioni.

Al fine di minimizzare le sovratensioni indotte da scariche atmosferiche verrà realizzato un percorso di cablaggio delle stringhe tale da minimizzare l'area della spira equivalente creata dal circuito delle celle e dei collegamenti tra i moduli fotovoltaici.

6.4 SEZIONATORE SOTTO CARICO

In prossimità dei gruppi di conversione (inverters) saranno installati dei sezionatori sotto carico, così come previsto dai relativi elaborati di progetto. I sezionatori

I sezionatori sotto carico CC dovranno essere conformi alla norma DIN VDE 0100-712 e sono obbligatori per tutti gli impianti FV progettati a partire dal 1° giugno 2006. Con i loro commutatori rotanti, tutti gli interruttori svolgono la funzione prescritta di sezionatore CC. Questo assicura che la tensione del generatore solare fornita all'inverter solare possa essere disinserita in caso di riparazioni e interventi di manutenzione.

Grazie alla capacità di commutazione sotto carico, gli interruttori possono essere azionati anche durante l'esercizio - in casi di emergenza anche con l'impianto in funzione.

DATI TECNICI - Sezionatore sotto carico

Funzione: interruttore esapolare e cassetta di connessione per tre fasi separate

Temperatura di esercizio: da -25 a + 40 °C

Corrente di commutazione max.: 10 A (CC) per ingresso

Tensione di commutazione max.: 900 V (CC)

Corrente max. attraverso i morsetti di ingresso: 16 A / morsetto

Numero di fasi max. / uscita: 3

Classe di Protezione: II

Peso: 2,0 Kg

Sezione max del conduttore nel morsetto di ingresso: 6 mm²

Sezione max del conduttore nel morsetto di uscita: 6 mm²

Passacavo: 12 x M6

Sezione max. del cavo: 10 mm

Grado di protezione: IP54

6.5 IL GRUPPO DI CONVERSIONE (INVERTER)

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE). I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve essere prevedere tecniche di controllo a commutazione forzata (tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Nel caso in esame il generatore fotovoltaico sarà esercito come sistema IT, pertanto è necessaria la separazione metallica tra campo fotovoltaico e rete del distributore. La separazione metallica dovrà essere realizzata all'interno dell'inverter con trasformatore di isolamento. Nel sistema IT, è necessario il controllo dell'isolamento del campo fotovoltaico per rilevare il primo guasto a terra: questo verrà effettuato utilizzando dei relè di controllo di isolamento integrati negli inverter. Un'ultima nota riguarda le possibili interferenze prodotte. I convertitori sono costruiti con dispositivi a semiconduttore che commutano ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche). Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti. Per ridurre al minimo le interferenze sarà cura dell'installatore evitare di posizionare il convertitore vicino a apparecchi sensibili (es. in una installazione in sottotetto tenerlo lontano ad esempio dalla centralina mixer TV) e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in ca).

6.6 CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA DI CONVERSIONE

Nell'impianto fotovoltaico in oggetto è stata prevista una configurazione con **due inverter trifase**.

6.7 SCELTA DELL'INVERTER E TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE.

La scelta del modello di inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata. Sulla base delle considerazioni precedentemente riportate e considerando le condizioni di irraggiamento massimo presenti in Sardegna si è definita la taglia dei convertitori, considerando come valore di riferimento dell'impianto FV la potenza di **18,9 kWp**. Su tale dato è stato effettuata la scelta della taglia

del convertitore elettronico. In particolare, la scelta del convertitore è stata effettuata considerando come caratteristiche di riferimento, oltre alle caratteristiche tecniche precedentemente richiamate, l'efficienza alle varie condizioni di carico, l'affidabilità, la garanzia e la reperibilità in caso di guasto. Essendo questo l'elemento caratterizzato dall'indice di guasto più elevato nell'intero sistema, le caratteristiche di affidabilità e le garanzie offerte, oltre alle caratteristiche tecniche, sono elemento caratterizzante la scelta. La definizione della tipologia di convertitore condiziona l'intera struttura progettuale del generatore fotovoltaico, pertanto la definizione delle caratteristiche del convertitore elettronico definiscono in automatico l'intera struttura impiantistica sul lato DC dell'impianto.

I convertitori scelti sono del tipo modulare [Sunways NT 10000 \(IP54\) o equivalente.](#)

Il dispositivo di conversione deve presentare:

una sezione di arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misure; un convertitore statico, provvisto di ponte a IGBT a commutazione forzata, logiche di comando, protezioni, autodiagnostica e misure, sezione di uscita in corrente alternata, comprendente il trasformatore di isolamento. L'inverter deve essere dotato di un proprio dispositivo di interfaccia funzionante su soglie di tensione e di frequenza minima e massima conformi alla norma **CEI 11-20** e alla prescrizioni ENEL **DK5940**.

I parametri caratteristici del convertitore sono riportati nella seguenti tabelle.

6.8 CARATTERISTICHE DEL GRUPPO DI CONVERSIONE

Gruppo di conversione <u>Sunways NT 10000 (IP54) o equivalente.</u>	Ingresso CC	
	Potenza massima del generatore solare	12000 W complessivi
	Potenza nominale di ingresso CC	11000 W
	Corrente CC massima	10 A per ingresso MPP*
	Corrente nominale CC	9 A per ingresso MPP*
	Campo di tensione MPP	Da 350 a 750 V
	Tensione CC massima	850 V
	Tensione nominale CC	400 V
	Tensione di accensione	420 V
	Tensione di interruzione	340 V
Rendimento massimo	96,4 %	

	Rendimento europeo	95,9 %
	Uscita CA	
	Potenza nominale di uscita CA:	10000 W
	Potenza CA massima:	10000 W
	Corrente nominale CA:	14,5 A
	Corrente CA massima:	18,2 A
	Frequenza nominale	50 Hz
	Tensione di rete	400 V
	Fattore di potenza reattiva (cos phi)	Circa 1
	Forma d'onda	Sinusoidale
	Controllo della tensione di rete	Integrato (secondo la norma DK 5940 Ed. 2.2)

I luoghi d'installazione previsti per i convertitori sono rappresentati nei relativi elaborati grafici, e risultano essere disposti in prossimità dei rispettivi quadri generali, e dovranno essere installati su parete verticale.

6.9 LA TENSIONE DELLA SEZIONE IN CORRENTE CONTINUA

La tensione della sezione in corrente continua di un generatore fotovoltaico va opportunamente scelta, nella fase progettuale, in funzione della sua tipologia e dei componenti in esso utilizzati. Occorre anzitutto tenere conto delle diverse definizioni di tensione c.c. di un impianto fotovoltaico. Tensione massima di un generatore fotovoltaico: è determinata dalla somma delle tensioni a vuoto (VOC) dei moduli fotovoltaici collegati tra loro in serie (stringhe); dal punto di vista della sicurezza, si deve tenere conto di tale valore giacché, nel caso in cui il sistema sia scollegato da carichi o da convertitori di potenza, la sezione in c.c. si porta alla tensione massima; Tensione di funzionamento di un generatore fotovoltaico: è determinata dal punto di lavoro del generatore fotovoltaico che per sistemi collegati a dispositivi elettronici di conversione dell'energia corrisponde normalmente al punto di massima potenza (funzione MPPT), caratterizzato dalla massima resa energetica dell'impianto. Sia la tensione a vuoto, sia la tensione di lavoro, variano in modo inverso alla temperatura di funzionamento dei moduli fotovoltaici. La variazione della tensione a vuoto (VOC) di un modulo fotovoltaico, rispetto al valore in condizioni standard (VOCSTC), in funzione della temperatura di lavoro delle celle (TCEL) è espressa da:

$$V_{OC}(T) = V_{OC}^{STC} - \beta \cdot (25 - T_{CEL})$$

essendo β il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura; si tratta di un valore che dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico ed è generalmente riportato sui data-sheet dei moduli. La tensione a vuoto e la tensione di lavoro variano, invece, in modo diretto con l'irraggiamento incidente sui moduli fotovoltaici. Questa variazione può essere opportunamente considerata, giacché in casi particolari l'irraggiamento solare G può raggiungere valori di circa 1200 W/m². La dipendenza della tensione a vuoto V_{OC} dall'irraggiamento e dalla temperatura ambiente è espressa dalla seguente formula, che tiene conto della norma CEI EN 61829:

$$V_{OC} = V_{OC}^{STC} - N_s \left[D \ln \left(\frac{G_{STC}}{G_p} \right) - \beta \frac{dT_J}{dG} G_p + \beta (T_{STC} - T_A) \right]$$

Dove:

V_{OC}^{STC} è la tensione a vuoto alle condizioni di prova standard

T_A è la temperatura ambiente

N_s è il numero di celle in serie nella stringa

D è uguale a $(kT_A/q) \square 37.5$ mV è il prodotto del fattore di non-idealità A (ca 1.5) e della tensione termica kT/q (ca 25 mV) del diodo

\square è il coefficiente di tensione per la temperature (-2.2 mV/°C/cella, per celle in silicio cristallino);

dT_J/dG è un coefficiente che può essere determinato tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, Normal Operating Condition Temperature (NOCT):

La scelta della tensione c.c. va effettuata tenendo conto:

- dei dispositivi da collegare al generatore fotovoltaico
- delle correnti per le quali esso dovrà essere dimensionato.
- dei limiti di sicurezza.

Il primo componente di cui tenere conto nella scelta della tensione è il modulo fotovoltaico. Il modulo è caratterizzato da una tensione massima ammessa per il sistema in cui esso viene inserito (CEI EN 50380), dichiarata dal costruttore e normalmente certificata. Il valore usuale della tensione massima ammessa è attualmente compreso fra 600 e 1000 V. Nel caso in esame il pannello scelto presenta un valore della tensione massima è pari a **1000 V**. Il sistema di conversione fotovoltaico verrà connesso alla rete di distribuzione pertanto richiede l'utilizzo di un gruppo di conversione (inverter). In tal caso la tensione va scelta all'interno della finestra di tensione c.c. d'ingresso ammessa dall'inverter. Nel dimensionamento si terrà conto delle variazioni di tensione di funzionamento e di tensione a vuoto del generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento e della temperatura di funzionamento. Inoltre la tensione di esercizio in cc va definita e coordinata con quella ammessa dai dispositivi d'interruzione. Infatti, sono disponibili componenti commerciali certificati per l'impiego su sistemi a tensione massima in c.c fino a 600V; tensioni superiori

implicano il ricorso a dispositivi speciali o a dispositivi per tensioni superiori, con aggravio dei costi. Nel caso in esame la dimensione di stringa verrà definita tenendo conto di tutti i vincoli di tensione sopra riportati. Infine, un aspetto rilevante dal punto di vista della sicurezza, è l'impossibilità pratica di porre fuori tensione il generatore fotovoltaico alla presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione sia in occasione della sua manutenzione, sia nel caso di intervento delle protezioni. Dal punto di vista elettrico, il campo fotovoltaico in oggetto verrà gestito come sistema **IT**, ovvero con nessun polo connesso a terra, e verranno adottate ove possibile le soluzioni previste dalla Norma CEI 64-8.

6.10 CAMPO DI TENSIONI IN INGRESSO E IN USCITA

Definita la tipologia di connessione alla rete, occorre valutare i valori nominali di tensione e frequenza in ingresso e in uscita. La tensione in ingresso deve tenere conto della tensione delle stringhe fotovoltaiche. Per la tensione in uscita occorre, invece, tenere conto che i valori di tensione e frequenza devono essere compresi nel campo di funzionamento indicato dall'inverter. La frequenza della rete dei distributori nazionali è molto stabile, tanto è che le protezioni di frequenza sono tarate per intervenire con deviazioni di ± 0.3 Hz. Esistono, però, situazioni particolari, dove i parametri di rete sono caratterizzati da un minore grado di stabilità: in questo, caso deve essere possibile intervenire (in accordo con il proprietario della rete) sui parametri della protezione di interfaccia allargandone la finestra di insensibilità (ad esempio a ± 1 Hz) peraltro senza che questa operazione pregiudichi il funzionamento dell'inverter. Per quanto riguarda la tensione in ingresso occorre tenere conto che sia che si configuri il campo fotovoltaico adattandolo al modello di inverter preferito o che si debba scegliere l'inverter idoneo alla configurazione delle stringhe adottata, vanno valutate attentamente le condizioni estreme di funzionamento per avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter. Per ogni modello di inverter è definita la massima tensione continua applicabile in ingresso. La tensione a vuoto del campo fotovoltaico, stimata alla minima temperatura di funzionamento prevista, deve, quindi, essere inferiore a tale valore di tensione. Su alcuni modelli d'inverter, lo stadio d'ingresso è costituito da un banco di condensatori, quindi l'inserzione sul campo fotovoltaico causa un breve spunto di corrente, pari alla corrente di cortocircuito del campo/sottocampo fotovoltaico collegato ai morsetti (somma delle correnti di cortocircuito delle stringhe collegate), che non deve fare intervenire eventuali protezioni interne. Ogni modello d'inverter è caratterizzato da un campo di valori di tensione d'ingresso di normale funzionamento; è importante, ai fini dell'efficienza complessiva dell'impianto, che il convertitore riesca a fare lavorare il campo fotovoltaico sempre nelle condizioni di massima potenza: da questo punto di vista il valore minimo di funzionamento è il più importante, in quanto indica la minima tensione continua in ingresso che mantiene accesa la logica di controllo e/o permette la corretta erogazione nella rete del distributore anche a basse insolazioni (alba e tramonto). Al crescere della temperatura della cella fotovoltaica, la tensione di massima potenza del campo si abbassa. Pertanto, nella scelta dell'inverter, occorre stimare la tensione del campo alla temperatura massima della cella e verificare che sia maggiore della tensione minima di funzionamento dell'inverter in MPPT. Alcuni convertitori adottano un valore minimo di funzionamento della tensione **c.c.** in ingresso, variabile dinamicamente con l'ampiezza della

tensione della rete del distributore: al crescere della tensione della rete del distributore viene elevato il limite inferiore di funzionamento. In questo caso occorre valutare la tensione della rete del distributore normalmente presente nel punto di consegna (tenendo conto dell'ulteriore aumento di tensione indotto dall'inverter in erogazione) ed il suo effetto sul funzionamento c.c. dell'inverter per evitare che un dimensionamento eseguito sui soli valori nominali porti il generatore fotovoltaico a lavorare al di fuori delle condizioni di massima potenza pregiudicando l'efficienza complessiva.

6.11 DEFINIZIONE DELLA STRUTTURA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

La definizione delle caratteristiche del convertitore e della tipologia di pannello consentono di determinare quale deve essere la struttura di ogni impianto fotovoltaico.

L'impianto Fotovoltaico è di potenza pari a 18,9 kWp.

Elemento di base nella definizione del campo è la stringa, cioè il numero di pannelli che devono essere collegati in serie. Tale numero è vincolato sia alla massima tensione ammessa a vuoto dai pannelli e dal convertitore sia dalla minima tensione di lavoro del convertitore. Pertanto la definizione del numero dei pannelli di stringa costituisce l'elemento di base della progettazione dell'impianto

6.12 DEFINIZIONE DELLA STRUTTURA DI STRINGA

6.13 DEFINIZIONE DELLA STRUTTURA DI STRINGA

Il numero di pannelli scelti per la realizzazione della stringa è pari a 15. Considerando tale valore si ottengono i seguenti valori di tensione di stringa a vuoto e sotto carico nelle condizioni di irraggiamento e temperatura limite precedentemente definite.

Caratteristiche Stringhe Impianto Fotovoltaico

Numero di stringhe	6
Numero di moduli per stringa	15
Tensione VMP per ciascuna stringa a 25°C	363 V
Corrente IMP per ciascuna stringa a 25°C	7,19 A x 1 = 7,19 A
Superficie occupata dai moduli Fotovoltaici	1,650m x 0,992m x 90 = 147,31 m².

Le stringhe appartenenti a ciascun impianto Fotovoltaico così dimensionate consentono:

- di avere una tensione nominale di lavoro del campo fotovoltaico prossima al valore nominale indicato dal sistema di conversione DC/AC;
- di rispettare i vincoli imposti dal convertitore per quanto la massima e minima tensione di lavoro;
- di rispettare i vincoli imposti dal convertitore per quanto la massima tensione applicabile in continua;
- di rispettare i vincoli imposti dal convertitore per quanto la tensione applicabile a vuoto;
- di rispettare i vincoli di tensione massima di lavoro dei pannelli fotovoltaici scelti;

Pertanto, ogni stringa sarà costituita da 15 pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino tipo Trina TSM - 210D05 (certificati IEC 61215) o equivalente collegati in serie. Da ciascuna scatola di derivazione il morsetto positivo verrà collegato al morsetto negativo del pannello successivo sino a completare la struttura di stringa. Ciascuna stringa sarà quindi caratterizzata da un uscita positiva e una negativa che dovranno essere chiaramente contrassegnate ed etichettate in maniera da poter identificare sia la natura della polarità che la stringa di appartenenza. Ciascun pannello sarà dotato di diodo di by-pass in maniera tale da evitare il funzionamento passivo del componente. Sulla base delle considerazioni sopra riportate, e congruentemente alle indicazioni riportate negli elaborati grafici, si può schematizzare e riassumere la struttura dell'impianto Fotovoltaico, mediante la tabella qui di seguito riportata.

6.14 STRUTTURA DELL' IMPIANTO FOTOVOLTAICO

	N° di stringa	Potenza Nominale	Tensione di lavoro Min - Max	Corrente Nominale	Corrente di corto circuito
	1	3,15 kW	363 – 488 VDC	7,19 ADC	7,86 ADC
Campo n°01	2	3,15 kW	363 – 488 VDC	7,19 ADC	7,86 ADC
	3	3,15 kW	363 – 488 VDC	7,19 ADC	7,86 ADC
	4	3,15 kW	363 – 488 VDC	7,19 ADC	7,86 ADC
Campo n°02	5	3,15 kW	363 – 488 VDC	7,19 ADC	7,86 ADC
	6	3,15 kW	363 – 488 VDC	7,19 ADC	7,86 ADC

6.15 CAVI ELETTRICI E CABLAGGI (CORRENTE CONTINUA)

I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione (indicativamente entro il 1%), ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. La messa in opera dei cavi di energia deve essere realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi. Tutti i cavi ed i conduttori impiegati dovranno essere di primo utilizzo, nuovi ed esenti da difetti, rispondere alle prescrizioni costruttive stabilite dalle norme CEI ed alle unificazioni dimensionali e di colore dei conduttori stabilite dalle tabelle UNEL. I conduttori saranno esclusivamente in rame. La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi con connettori rapidi stagni collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette (rif. CEI 20-33). Questi connettori devono avere grado di protezione sufficiente (minimo IP65) ed essere realizzati, così come i cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, per garantire il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 25 anni). I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione (indicativamente entro il 1%), ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di

cablaggio, secondo quanto previsto dagli elaborati grafici del progetto esecutivo. La messa in opera dei cavi di energia deve essere realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi. **I cavi di bassa tensione per corrente continua saranno del tipo RADOX A UN CONDUTTORE o equivalente;** e avranno le seguenti caratteristiche generali:

Caratteristiche generali CAVI RADOX® PER ENERGIA SOLARE

Cavo provvisto di isolamento con reticolazione ad e-beam e guaina; elevata resistenza a calore, basse temperature, olio, abrasione, ozono, raggi UV e intemperie, miglioramento del comportamento in caso di incendio, a basso sviluppo di fumo, privo di alogeni, antifiamma; flessibile, ben spelabile, ingombro ridottissimo, molto resistente alle sollecitazioni meccaniche; di lunga durata



Intervallo di temperature di utilizzo	da -40°C a +120°C
Resistenza ai cortocircuiti fino a	+280°C
Elevata resistenza ai raggi UV, all'ozono e all'idrolisi	
Ottima robustezza meccanica e resistenza all'acqua, all'olio e alle sostanze chimiche	
Approvazione TÜV e UL	
<u>Dati tecnici</u>	
Tensione nominale, conduttore a massa U _o	600 V AC
Tensione nominale, conduttore a conduttore	U 1000 V AC
Max. tensione d'esercizio, conduttore a massa	660 V AC
Max. tensione d'esercizio, conduttore a conduttore U _m	1100 V AC
Max. tensione d'esercizio, conduttore a massa V _o	1000 V DC
Max. tensione d'esercizio, conduttore a conduttore	1650 V DC
Tensione di prova AC	3.5 kV
Tensione di prova DC	8.4 kV
Temperatura ambiente min.	-- 40°C
Temperatura ambiente max.	+ 85°C
Max. temperatura del conduttore	+110°C
Raggio di curvatura min	D < 8 mm 4 x D
	D ≥ 8 mm 6 x D

I cavi dovranno aver superato le seguenti prove antincendio:

Propagazione verticale della fiamma su singolo cavo IEC 60332-1, EN 50265-2-1

Contenuto di acidi alogenidrici 0mg/g IEC 670754-1, EN 50267-2-1

Corrosività dei gas di combustione IEC 60754-2, EN 50267-2-3

Densità del fumo IEC 61034-2, EN 50268-2

I cavi di collegamento dalle stringhe al relativo inverter saranno unipolari del tipo RADOX di sezione pari 4mm². I cavi saranno posati senza alcuna giunzione intermedia.

I terminali di partenza di ciascuna stringa saranno contraddistinti da fascette numerate in materiale plastico per contrassegnare i vari circuiti e la funzione di ogni conduttore con particolare enfasi alla loro polarità. **In alternativa il conduttore di polarità positiva sarà contraddistinto dal colore rosso e quello negativo dal colore nero o blu.** I cavi saranno posati senza alcuna giunzione intermedia. L'ingresso dei cavi nei gruppi di conversione sarà sempre eseguito a mezzo di appositi connettori di tipo RADOX o MC o TYCO o raccordi pressacavo; oppure pressatubo; in prossimità di ogni ingresso o all'interno del quadro, saranno inseriti appositi anelli d'identificazione del cavo, coincidenti con le indicazioni dei documenti di progetto, per l'identificazione del circuito e del servizio al quale appartiene.

6.16 MONTAGGI ELETTRICI DC

I montaggi delle opere elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte". L'impianto in corrente continua è esercito nella modalità IT pertanto le strutture metalliche di supporto ai pannelli collegate all'impianto di terra vanno isolate elettricamente tramite opportuni supporti isolanti dalle carcasse metalliche dei pannelli stessi (i pannelli utilizzati sono a doppio isolamento).

I montaggi elettrici in campo, sono qui di seguito elencati:

- Giunzione dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei gruppi di conversione (Inverters) e collegamento alle rispettive stringhe;

7 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO ELETTRICO LATO CORRENTE ALTERNATA

All'interno della proprietà comunale e così come individuato dai relativi elaborati di progetto e dalle istruzioni del D.L. saranno installati i gruppi di conversione. Tali gruppi saranno poi interfacciati secondo quanto previsto dalle Direttive dell'ente Gestore della Rete (DK 5940).

7.1 CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DI PROTEZIONE E SEZIONAMENTO

Le caratteristiche fondamentali delle apparecchiature di protezione e sezionamento presenti sono qui di seguito riportate:

Interruttore generale Bt (trifase):

tipo	Magnetotermico
corrente nominale	32 A
potere di interruzione simmetrico nominale	10 kA

Interruttore di protezione Bt Inverter n. 1 (trifase):

tipo	Magnetotermico
corrente nominale	25 A
potere di interruzione simmetrico nominale	10 kA

Interruttore di protezione Bt Inverter n. 2 (trifase):

tipo	Magnetotermico
corrente nominale	25 A
potere di interruzione simmetrico nominale	10 kA

7.2 DISTRIBUZIONE GENERALE E CAVI ELETTRICI BT (CORRENTE ALTERNATA)

Caratteristiche dei cavi

Tutti i cavi in BT in corrente alternata dovranno essere di primo utilizzo, nuovi ed esenti da difetti, rispondere alle prescrizioni costruttive stabilite dalle norme CEI ed alle unificazioni dimensionali e di colore dei conduttori stabilite dalle tabelle UNEL. I conduttori saranno esclusivamente in rame.

I cavi da utilizzare, così come riportato negli elaborati grafici del progetto esecutivo, saranno del tipo FG70R-0,6/1 kV con conduttori in corda di rame flessibile, isolati in gomma etilenpropilenica di qualità G7, non propaganti la fiamma e l'incendio, con ridotta emissione di gas corrosivi, tensioni nominali 0,6/1 kV (fatto salvo i casi particolari in cui le norme CEI prescrivono un isolamento differente).

Prescrizioni riguardanti i circuiti – Cavi e conduttori

a) isolamento dei cavi:

i cavi utilizzati nei sistemi di prima categoria devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 450/750V, simbolo di designazione 07.

b) colori distintivi dei cavi:

i conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. In particolare i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti rispettivamente ed esclusivamente con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. Per quanto riguarda i conduttori di fase, devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: nero, grigio (cenere) e marrone;

c) sezioni minime e cadute di tensione ammesse:

le sezioni dei conduttori calcolate in funzione della potenza impegnata e dalla lunghezza dei circuiti (affinchè la caduta di tensione non superi il valore del 2% della tensione a vuoto) devono essere scelte tra quelle unificate. In ogni caso non devono essere superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL.

d) sezione minima dei conduttori neutri:

la sezione dei conduttori neutri non deve essere inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase. Per conduttori in circuiti polifasi, con sezione superiore a 16 mmq, la sezione dei conduttori neutri può essere ridotta alla metà di quella dei conduttori di fase, col minimo tuttavia di 16 mmq (per conduttori in rame), purché siano soddisfatte le condizioni dell'art. 3.1.0.7 delle norme CEI 64-8.

e) sezione dei conduttori di terra e protezione:

la sezione dei conduttori di terra e di protezione, cioè dei conduttori che collegano all'impianto di terra le parti da proteggere contro i contatti indiretti, non deve essere inferiore a quella indicata nella tabella seguente, tratta dalle norme CEI 64-8:

Sezione minima del conduttore di protezione

Sezione del conduttore di fase che alimenta la macchina o l'apparecchio	Cond. protez. facente parte dello stesso cavo o infilato nello stesso tubo del conduttore di fase	Cond. protez. non facente parte dello stesso cavo e non infilato nello stesso tubo del condut. di fase
minore o uguale a 16 uguale a 35	16	16
maggiore di 35	metà della sezione del condut. di fase; nei cavi multipol., la sez. specificata dalle rispettive norme	metà della sezione del condut. di fase nei cavi multip., la sez. specificata dalle rispettive norme

Dimensionamento dei cavi

Nel dimensionamento sono stati adottati margini di sicurezza adeguati allo scopo di garantire:

- un corretto funzionamento degli impianti,
- minori perdite e quindi maggiore efficienza del sistema di produzione fotovoltaico,
- maggiore affidabilità e vita dell'impianto,
- contenimento dei costi di esercizio.

Per il dimensionamento dei cavi si e' tenuto conto della portata degli stessi, con riferimento alle tabelle CEI-UNEL, del tipo di posa, della caduta di tensione imposta nei dati di progetto, del valore della taratura delle protezioni per i sovraccarichi e i corto circuiti.

Per quanto riguarda la portata dei cavi si sono tenute inoltre in considerazione le norme per il calcolo della portata dei cavi elettrici in regime permanente (CEI 20-21) ed i coefficienti di riduzione in funzione del numero e della disposizione dei cavi.

La sezione ed il tipo dei cavi di potenza e' indicata nei relativi elaborati grafici. E' verificata la condizione di protezione prevista dalla norma CEI 64-8 nel coordinamento fra la sezione del cavo, la sua portata nelle condizioni di posa e la taratura dell'organo di protezione contro le sovracorrenti. Il calcolo è stato eseguito con software di dimensionamento automatico che garantisce la conformità del risultato alla norma vigente.

7.3 PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE

Per quanto attiene la protezione specifica delle condutture dalle sovracorrenti, si e' verificato che la sollecitazione termica conseguente alla sovracorrente (cortocircuito o sovraccarico) non induce nei cavi gradienti termici tali da comprometterne l'efficienza.

Nel caso di corto circuito si e' verificato che l'energia specifica passante tollerata dal cavo sia maggiore o al massimo uguale a quella massima consentita dal relativo dispositivo di protezione :

$$I^2t = K^2S^2$$

Gli interruttori previsti nel presente progetto risultano capaci ad assicurare il mantenimento delle sollecitazioni termiche nei cavi entro i limiti tollerati dagli stessi.

In particolare le verifiche sono state condotte nei punti della condotta nei quali può risultare massimo il valore della energia specifica passante lasciata fluire dall'interruttore durante il guasto.

Nel caso di sovraccarico tutti i circuiti dell'impianto elettrico soddisfano quanto previsto dalle norme CEI 64-8 ed in particolare :

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

dove:

I_b = corrente di impiego

I_n = corrente nominale/taratura del dispositivo di protezione

I_z = portata nominale a regime del cavo.

I_f = corrente convenzionale di intervento della protezione.

Il valore di I_z (portata nominale a regime del cavo) e' infatti sempre superiore non solo alla corrente di impiego del circuito I_b ma anche alla corrente di taratura o nominale dell'interruttore corrispondente.

Si ricava in tal modo la corrente nominale dei dispositivi di interruzione utilizzati.

Il potere di interruzione di ciascun dispositivo (massima corrente che l'interruttore può interrompere) deve essere superiore alla corrente di corto circuito massima cioè quella calcolata all'inizio della linea.

La verifica per correnti di corto circuito minime (di fondo linea) non è in questo caso necessaria, in quanto tutte le linee sono protette dai sovraccarichi (Norma CEI 64-8).

La protezione contro i contatti indiretti verrà, in generale, assicurata dalla presenza di moduli differenziali coordinati col valore della resistenza di terra.

8 IMPIANTO PER SCARICHE ATMOSFERICHE

8.1 GENERALITÀ

Gli impianti fotovoltaici devono essere dotati da opportuni sistemi di protezione, alla stregua di qualsiasi sistema elettrico di produzione. Nel caso particolare di inserimento di un impianto fotovoltaico in una rete elettrica d'utente, già esistente, ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa viene ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente adeguata o protetta. Si ricorda che deve essere prevista la separazione metallica tra la parte in corrente continua di ciascun impianto costituente l'impianto fotovoltaico e la rete elettrica; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di sistemi monofasi (CEI 11-20; V1).

8.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRECTI

Le masse di tutte le apparecchiature (a parte quelle a doppio isolamento) devono essere collegate a terra mediante il conduttore di protezione (PE). Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8.

Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto ad esempio sul retro del modulo dove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale dei conduttori. Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale. Nel caso invece in cui i moduli siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato, le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una conflittualità normativa nel caso in cui le strutture di sostegno, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra. Il problema potrebbe essere superato isolando elettricamente i moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (l'isolamento deve essere effettuato in modo da essere coordinato con la tensione del sistema elettrico di cui fanno parte i moduli) per mezzo di supporti isolanti. Si ricorda che il simbolo che contraddistingue le apparecchiature con isolamento rinforzato o supplementare è il seguente:

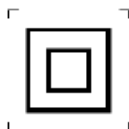


Figura 1: Simbolo di apparecchio dotato di isolamento di classe II (IEC 60417-5172)

La norma CEI EN 60335-1:2004-04 classifica le apparecchiature secondo il loro livello di isolamento.

8.3 **DEFINIZIONI CLASSI DI ISOLAMENTO**

Apparecchio di Classe 0.

Apparecchio provvisto di un involucro di materiale isolante che può costituire in tutto o in parte l'isolamento principale, o di un involucro metallico separato dalle parti in tensione mediante un isolamento appropriato; se un apparecchio provvisto di involucro di materiale isolante è munito di dispositivo per la messa a terra delle parti interne, esso è considerato di Classe 1 oppure di Classe 01.

Apparecchio di Classe 01.

Apparecchio provvisto almeno di isolamento principale in tutte le sue parti e che incorpora un morsetto di terra, ma equipaggiato con un cavo di alimentazione privo di conduttore di messa a terra e munito di una spina senza contatto di terra.

Apparecchio di Classe 1.

Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche su una misura di sicurezza aggiuntiva costituita dal collegamento delle parti conduttive accessibili a un conduttore di protezione di messa a terra che fa parte della rete di alimentazione in modo che le parti conduttive accessibili non possano diventare pericolose in caso di guasto dell'isolamento principale; il conduttore di protezione deve far parte del cavo di alimentazione se esistente.

Apparecchio di Classe 2.

Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche sulle misure di sicurezza aggiuntive costituite dal doppio isolamento o dall'isolamento rinforzato. Queste misure escludono la messa a terra di protezione e non dipendono dalle condizioni d'installazione. Le parti conduttrici accessibili di un circuito a doppio isolamento non devono essere collegate a terra, a meno che ciò sia espressamente previsto dalle prescrizioni di costruzione del relativo componente elettrico. Infine, in merito alla protezione contro i contatti indiretti nelle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e, in particolare, nelle palificazioni metalliche, non è possibile dare indicazioni perentorie sul collegamento a terra delle stesse, ma il progettista deve valutare se la struttura o la palificazione costituisce una massa o una massa estranea oppure se essa è indifferente dal punto di vista elettrico. Se la struttura o la palificazione costituisce una massa, il collegamento a terra andrà obbligatoriamente effettuato, in caso contrario potrebbe essere necessario effettuare una misura per valutare il valore della resistenza a terra del manufatto. In funzione della resistenza di terra si possono presentare i seguenti casi:

- caso in cui questa resistenza ha, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore inferiore a 1000Ω , il manufatto dovrà essere collegato al collegamento equipotenziale che a sua volta va collegato a terra tramite il collettore principale di terra;

- caso in cui questa resistenza ha, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore uguale o superiore a 1000 Ω , il manufatto non dovrà essere collegato a terra.

8.4 LE PROTEZIONI DA SOVRATENSIONI

Considerazioni generali

Gli impianti fotovoltaici, essendo tipicamente dislocati all'esterno di edifici e spesso sulla loro sommità, risultano essere esposti a sovratensioni derivanti da scariche atmosferiche. Tali sovratensioni possono essere:

di tipo diretto: la struttura viene colpita direttamente dal fulmine,

di tipo indiretto: in cui il fulmine che si abbatte nelle vicinanze generando delle tensioni indotte sulla struttura.

Normalmente la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici è costituita da carpenteria metallica (acciaio zincato, inox e alluminio) montata sulla copertura dell'edificio in aderenza alla sagoma dell'edificio stesso (tetti a falda con buona esposizione) oppure con sopraelevazione limitata rispetto alla sagoma (tetti piani con campo fotovoltaico su cavalletti in carpenteria di acciaio zincato con altezza non superiore a 1.5 m). Di conseguenza, nella maggior parte dei casi, l'installazione dell'impianto fotovoltaico non altera significativamente l'esposizione alle fulminazioni dirette (ad esempio non modifica la dimensione del bacino di raccolta) e non si rende necessario alcun provvedimento specifico, lasciando separato, se esistente, l'impianto di protezione dell'edificio.

L'impianto Fotovoltaico in oggetto sarà protetto contro le sovratensioni di origine atmosferiche mediante dei limitatori di sovratensione (varistori).

Gli inverter scelti contengono dei limitatori di sovratensione sia sul lato in corrente continua sia sul lato in corrente alternata (Varistori).

9 IL DIMENSIONAMENTO DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FV

9.1 LE STRUTTURE DI SOSTEGNO

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende un sistema costituito dall'assemblaggio di profili, generalmente metallici, in grado di sostenere e ancorare al suolo o a una struttura edile, un insieme di moduli fotovoltaici, nonché di ottimizzare l'esposizione di questi ultimi nei confronti della radiazione solare.

In generale occorre distinguere tra:

- struttura a cavalletto: poggiata a terra o su solaio piano, fissata a fondazioni, travi o zavorrata;
- struttura per l'integrazione o il retrofit fissata su tetti, facciate, pensiline, padiglioni, ecc;
- struttura per inseguimento solare.

9.2 **LEGISLAZIONE E NORME DI RIFERIMENTO**

Le strutture di sostegno devono essere progettate, realizzate e collaudate in base ai principi generali delle leggi 1086/71 (Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica) e 64/74 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche), nonché tenendo conto del Testo Unico Norme Tecniche per le Costruzioni (D.M. 14 Settembre 2005) e delle indicazioni più specifiche contenute nei relativi decreti e circolari ministeriali.

9.3 **ANALISI DEI CARICHI**

Le strutture di sostegno sono state calcolate per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- carichi permanenti
- peso strutture: materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
- peso zavorre;
- peso moduli: fornito dalle case costruttrici;
- sovraccarichi
- carico da neve: è uniformemente distribuito, agisce in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie del generatore fotovoltaico; dipende dal valore di riferimento del carico di neve al suolo (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: a una o più falde, cilindrica, con discontinuità di quota, con elementi piani verticali, con possibilità di accumulo neve alle estremità sporgenti);
- spinta del vento: il vento, la cui direzione si considera di regola orizzontale, esercita sulle strutture usuali forze che sono convenzionalmente ricondotte ad azioni statiche equivalenti che si traducono in pressioni o depressioni agenti normalmente alle superfici degli elementi che compongono la struttura; viene trascurata l'azione tangente del vento, in considerazione del basso coefficiente di attrito delle superfici in questione; tali pressioni dipendono dalla pressione cinetica di riferimento (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di esposizione (dipende dall'altezza della struttura dal suolo, dalla rugosità e topografia del terreno, dall'esposizione del sito), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: piana, a falde inclinate o curve, a copertura multipla, tettoia, pensilina isolata) e dal coefficiente dinamico (dipende dalla forma e dalle dimensioni della struttura); La spinta del vento può risultare molto variabile in rapporto alle influenze topografiche locali ed all'altezza delle strutture sul terreno circostante.
- variazioni termiche: lo scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento; per le strutture in acciaio esposte deve essere previsto + 25°C; in prima approssimazione le variazioni termiche possono essere trascurate;

9.4 **INSTALLAZIONI SU TETTI PIANI**

E' la più comoda come situazione di lavoro ma è la più problematica, sia per l'ancoraggio che per l'impermeabilità della copertura. Dovendo dare ai pannelli un'inclinazione di circa 25° sul piano orizzontale, essi diventano una vera e propria "vela al vento" che dovrà essere adeguatamente assicurata alla superficie di appoggio. Premesso che la Norma IEC 1215 "Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval" prescrive per i pannelli la resistenza al vento fino a 130 km/h, e che pertanto la struttura di sostegno non deve essere da meno, queste strutture, in Italia, devono rispondere a quanto disposto dal D.M. 16/01/96 "Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi". Decreto che riguarda tutte le strutture interessate a sollecitazione del vento, quali capannoni, tettoie, cartelloni pubblicitari e segnaletici e quant'altro del genere.

9.5 **CALCOLI (D.M. 16.01.1996 – CIRC. 4/7/96 N.156)**

Il vento la cui azione si considera di regola orizzontale, esercita sulle costruzioni azioni che variano nel tempo provocando, in generale, effetti dinamici. Per le costruzioni usuali tali azioni sono convenzionalmente ricondotte alle azioni statiche equivalenti.

Forze Statiche Equivalenti

Le azioni statiche equivalenti del vento si traducono in pressioni e depressioni agenti normalmente alle superfici, sia esterne che interne, degli elementi che compongono la costruzione. L'azione del vento viene determinata considerando la combinazione più gravosa della pressione agente sulla superficie esterna e della pressione agente sulla superficie interna dell'elemento. L'azione d'insieme esercitata dal vento su una costruzione è data dalla risultante delle azioni sui singoli elementi, considerando di regola, come direzione del vento, quella corrispondente ad uno degli assi principali della pianta della costruzione. La pressione del vento è data dall'espressione:

$$P = q_{ref} \times C_e \times C_p \times C_d$$

dove :

q_{ref} = é la pressione cinetica di riferimento

C_e = é il coefficiente di esposizione

C_p = è il coefficiente di forma (o coefficiente aerodinamico), funzione della tipologia e della geometria della costruzione e del suo orientamento rispetto alla direzione del vento. Il suo valore può essere ricavato da dati suffragati da opportuna documentazione o da prove sperimentali in galleria del vento.

C_d = è il coefficiente dinamico con cui si tiene conto degli effetti riduttivi associati alla non contemporaneità delle massime pressioni locali e degli effetti amplificativi dovuti alle vibrazioni strutturali.

9.6 **SOLUZIONE PROGETTUALE ADOTTATA**

In questo progetto, poiché i pannelli vanno montati su un lastrico solare piano, è stata scelta una struttura a cavalletto, composta interamente di polietilene riciclato e privo di cloro (HDPE), poggiata sulla copertura piana con **zavorra costituita da ghiaia** per la stabilità contro il vento.

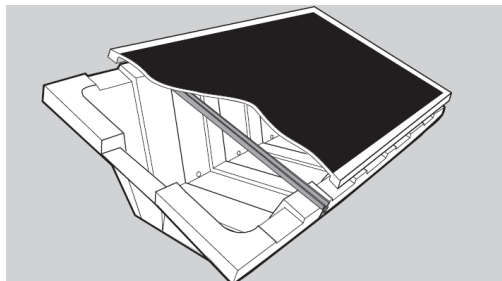
DEVE ESSERE PARTICOLARMENTE CURATA LA POSA DELLE STRUTTURE IN MANIERA TALE CHE L'INTERVENTO IN OGGETTO NON COMPROMETTA LA STESSA COPERTURA.

9.7 SPINTA DEL VENTO (CALCOLI ESEGUITI SECONDO D.M. 16.01.1996 – CIRC. 4/7/96 N.156)

In Sardegna secondo la normativa vigente ci troviamo in zona 5 e 6 che corrisponde ad una velocità costante massima del vento, da adottare per i calcoli pari a **28 m/s**.

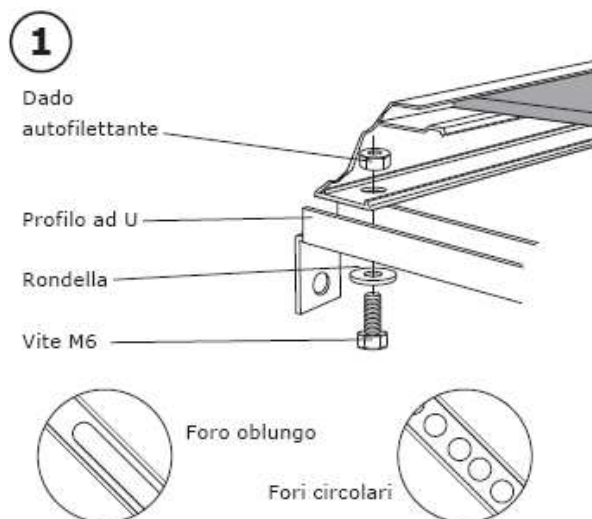
I moduli verranno montati su dei supporti aderenti al piano di copertura ed avranno tutti la medesima esposizione. Gli ancoraggi della struttura saranno praticati, mediante degli ancoranti meccanici o chimici, e dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di circa **120 km/h**.

La scelta della tipologia della strutture di sostegno è stata effettuata in funzione dell'ubicazione dei moduli che sarà in in copertura **piana**.



9.8 MONTAGGIO DELLA STRUTTURA

I moduli andranno fissati alla struttura portante come riportato dalle seguenti istruzioni:



Fissare i profili ad U al modulo (vedi disegno). Assicurarsi che il foro oblungo si trovi sul lato superiore della Struttura (Console o equivalente) e che i fori circolari piccoli siano posti sul lato inferiore. Impiegare il materiale di fissaggio incluso nella dotazione. Stringere le viti a fondo.

2

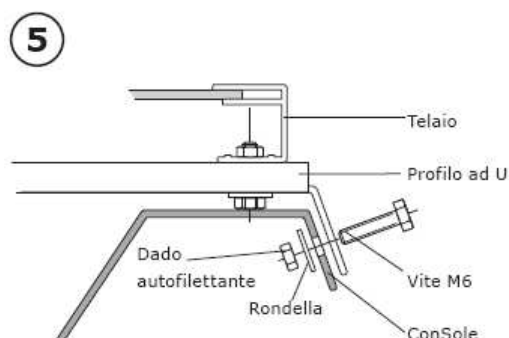
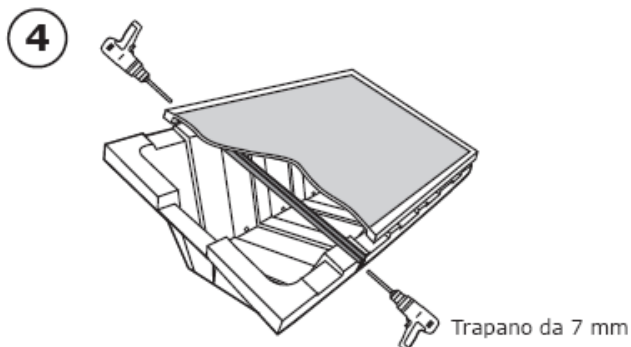
Collegare il cavo.

3

Disporre il modulo Fotovoltaico in modo simmetrico sulla ConSole. Se il modulo si trova perfettamente

innestato, i coprigiunti disposti sui profili ad U evitano che questo scivoli.

Trapanare 4 fori (7 mm) nei bordi verticali della ConSole attraversando le perforazioni dei profili.



Fissare i profili alla ConSole utilizzando il materiale di fissaggio incluso nella fornitura (vedi disegno al lato). Accertarsi che la rondella ad U si trovi tra il dado e la ConSole.

9.9 SPINTA DEL VENTO (CALCOLI ESEGUITI SECONDO D.M. 16.01.1996 – CIRC. 4/7/96 N.156)

In Sardegna secondo la normativa vigente ci troviamo in zona 5 e 6 che corrisponde ad una velocità costante massima del vento, da adottare per i calcoli pari a 28 m/s.

Il piano dei moduli dovrà essere inclinato rispetto all'orizzontale di circa **25°** (tilt) e dovrà avere un orientamento azimutale a **0°** rispetto al sud, così come riportato nei relativi elaborati grafici.

I moduli verranno montati su dei supporti aderenti al piano di copertura ed avranno tutti la medesima esposizione. Gli ancoraggi della struttura saranno praticati, mediante delle zavorre, e dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di circa **120 km/h.**

La scelta della tipologia della strutture di sostegno è stata effettuata in funzione dell'ubicazione dei moduli che sarà in Copertura piana (Retrofit) o in copertura a falda.

Tutte le strutture di sostegno per le coperture piane saranno come da progetto definitivo - esecutivo di tipo prefabbricato, **Ubbink Solar Console 6.2 o equivalente, conformi ai relativi elaborati grafici e alla norma ISO 4892, DIN 4102, complete di:**

- **profilati ad U in alluminio;**
- **viti a testa esagonale M6 x 20mm in acciaio inossidabile;**
- **viti autofilettanti M6 in acciaio inossidabile;**
- **rondelle ad U 18 mm in acciaio inossidabile;**

L'esecuzione dell'opera avverrà in officina con componenti da assemblare in opera a mezzo bullonature e piastre, così come previsto dal progetto esecutivo; la posizione delle strutture nel lastrico solare dell'edificio

dovrà seguire fedelmente i relativi elaborati grafici del progetto esecutivo. L'ancoraggio deve essere tale da sopportare l'azione del vento, previsto nelle zone interessate e tale da soddisfare i requisiti statici dell'edificio. A tal proposito sarà utilizzato un sistema di zavorraggio delle strutture con l'impiego di ghiaia, messa in opera sul posto. Deve essere comunque salvaguardata e garantita l'impermeabilizzazione delle coperture e a tal proposito è stato previsto l'utilizzo di tappeti isolanti in guaina da inserire tra la copertura e la struttura in polietilene. La verifica statica per la tipologia di pannello fotovoltaico scelto, impone i seguenti carichi per la zavorra. In particolare per il tipo [Trina TSM - 210D05 o equivalente](#) o equivalente occorre un peso di [70 Kg di ghiaia](#) da posarsi all'interno della struttura Console 6.2 o equivalente, come riportato nella seguente figura



La struttura scelta e l'impiego delle zavorre, così come indicato nei relativi elaborati grafici, garantiscono sia l'impianto fotovoltaico in oggetto contro i possibili danni causati dal vento sia l'impermeabilizzazione del lastrico solare in quanto non saranno presenti carichi concentrati e saranno posati tra la copertura e le zavorre, in conglomerato cementizio, **dei tappeti impermeabili**

Verifiche

Le verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici sono state effettuate combinando le precedenti condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata. Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

- 1) vento ribaltante + peso moduli, strutture e zavorre
- 2) vento stabilizzante + neve + peso moduli, strutture e zavorre

In particolare, nel nostro caso con strutture a cavalletto, la combinazione 1 sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento e alla traslazione, della struttura mentre la combinazione 2 verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio. Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza, le tensioni ammissibili per le condizioni di carico sono da assumersi, in accordo alle norme tecniche, pari a: $1,125 \sigma$ a dm e $1,125 \tau$ a dm.

Montaggi

I montaggi delle opere meccaniche e delle opere elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

Il loro montaggio si compone di: assiemaggio degli elementi portanti, ottenendo l'allineamento orizzontale e verticale secondo il progetto;

posa in opera, a mezzo bulloneria, dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici, sono qui di seguito elencati:

- Giunzione dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei gruppi di conversione e collegamento alle rispettive stringhe;
- Collegamento dei gruppi di conversione ai punti di connessione Enel;
- Posa in opera di tutti i sistemi di protezione; Leggi, Deliberazioni e Norme

9.10 VERIFICHE, PROVE E COLLAUDI D'IMPIANTO

I componenti che costituiscono l'impianto saranno progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento del Costruttore. In particolare, si sottolinea che risulta a discrezione della Committenza l'effettuazione di: o prove di accettazione dei moduli fotovoltaici oggetto della fornitura basate sulla verifica delle prestazioni elettriche mostrate dalle curve I-V attinenti alle matricole dei moduli offerti o ispezioni e prove in officina sui quadri elettrici in lavorazione. Queste prove sospenderanno temporalmente il cronoprogramma di realizzazione e saranno a completo onere della Committenza; **Prima dell'inizio dei lavori di montaggio** in cantiere, il controllo dei componenti a cura della D.L. sarà del tipo visivo - meccanico, e riguarderà:

- accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Durante l'esecuzione dei lavori la D.L., si riserva di effettuare ispezioni e prove (eventualmente presso Enti o Istituti riconosciuti) al fine di verificare che la fornitura dei materiali e/o le opere eseguite corrispondano alle prescrizioni contrattuali.

Prima dell'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto e, comunque, prima del ripiegamento del cantiere, sarà eseguito a cura e spese dell'Aggiudicatario alla presenza della D.L. o di tecnico abilitato incaricato dalla Committenza, il controllo sulle opere eseguite che riguarderà la realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte" e secondo il progetto presentato.

In particolare le verifiche riguarderanno:

- verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici;
- prove funzionali sul sistema di conversione statica con riferimento al manuale di uso e manutenzione;
- misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti;
- verifica di selettività di intervento delle protezioni elettriche predisposte;
- verifica di soglia di intervento dei relè termici e dei relè differenziali (se presenti);
- verifiche interblocchi elettrici e meccanici (se presenti);
- verifica della corretta marcatura delle morsettiere, cassette, terminali dei cavi, ecc.;
- verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne ai quadri elettrici, ecc.;
- verifiche funzionali dell'impianto di controllo e supervisione;

- messa a terra di masse e scaricatori;
- verifica dell'algoritmo di inseguimento implementato;
- prove funzionali sul sistema ad inseguimento;
- verifica tecnico-funzionale dell'impianto, mediante la seguente procedura:

o verifica della condizione: $P_{cc} > 0,85 P_{nom} * I / ISTC$, ove:

P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 3%,

P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;

I è l'irraggiamento (in W/m²) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;

$ISTC$ pari a 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni standard;

o verifica della condizione: $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$, ove:

P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;

o verifica della condizione: $P_{ca} > 0,75 P_{nom} * I / ISTC$.

Tutta la strumentazione richiesta per le prove descritte deve essere fornita a cura e a spese dell'Aggiudicatario. I risultati ottenuti dai collaudi saranno riportati sui relativi Verbali di collaudo. La D.L., ove si trovi ad eccepire, in ordine ai risultati riscontrati, la non conformità alle prescrizioni contrattuali, non emetterà il Verbale di Ultimazione dei Lavori, assegnando all'Aggiudicatario un breve termine, non superiore a 20 giorni, per ottemperare alle prescrizioni di rito. L'Impresa avrà anche l'onere della FORNITURA DELLA SEGUENTE DOCUMENTAZIONE TECNICA RICHIESTA DALLA STAZIONE APPALTANTE come specificato dal DM 19/02/07:

- ELENCO DEI MODULI FOTOVOLTAICI, INDICANTE MODELLO MARCA E NUMERO DI MATRICOLA.
- ELENCO DEI CONVERTITORI, INDICANTE MODELLO MARCA E NUMERO DI MATRICOLA.
- CERTIFICATO DI COLLAUDO contenente le seguenti prove:
 - continuità elettrica e connessioni tra i moduli;
 - messa a terra di masse e scaricatori;
 - isolamento dei circuiti elettrici delle masse;
 - corretto funzionamento dell'impianto;
 - verifiche prestazionali dell'impianto previste dal DM 19/02/2007;

LA DITTA FORNIRA' altresì alla Stazione appaltante le fatture relative alla propria opera distinguendo tra la fornitura dei materiali e l'installazione e la posa in opera degli stessi.

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

1. manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
2. progetto esecutivo in versione "come costruito", corredato di schede tecniche dei materiali installati;
3. dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
4. dichiarazione di conformità ai sensi della normativa vigente;

5. certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.

6. Allegati richiesti dalla direttiva DK 5940 in ultima edizione.

La presente voce valutata a corpo ed onnicomprensiva egualmente a corpo.

9.11 LEGGI E DECRETI

D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547

Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro

Legge 1° marzo 1968, n. 186

Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici

Legge 18 ottobre 1977, n. 791

Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione

Legge 5 marzo 1990, n. 46

Norme per la sicurezza degli impianti

D.P.R. 6 dicembre 1991, n. 447

Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti

D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392

Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza

D.L. 19 settembre 1994, n. 626

Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

D.M. 16 gennaio 1996

Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi

Circolare 4 luglio 1996

Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996

D.L. 19 marzo 1996, n. 242

Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

D.L. 12 novembre 1996, n. 615

Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993

D.L. 25 novembre 1996, n. 626

Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione

D.L. 16 marzo 1999, n. 79

Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

Legge 13 maggio 1999, n. 133

Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale [in particolare art. 10 comma 7: l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kWp, anche collegati alla Rete, non è soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali]

D.M. 11 novembre 1999

Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3431

Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica

D.L. 29 dicembre 2003, n. 387

Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità

Legge 23 agosto 2004, n. 239

Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

Ordinanza PCM 3 maggio 2005, n. 3431

Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica"

D.M. 28 luglio 2005

Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare

D.M. 6 febbraio 2006

Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare

Deliberazioni AEEG

Delibera n. 224/00 Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW

Delibera n. 34/05 Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239

Delibera n. 49/05 Modificazione ed integrazione alla deliberazione dell'Autorità per 'Energia Elettrica e il Gas 23 febbraio 2005, n. 34/05

Delibera n. 165/05 Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per 'Energia Elettrica e il Gas 23 febbraio 2005, n. 34/05 e approvazione di un nuovo schema di convenzione allegato alla medesima deliberazione

Delibera n. 28/06 Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Delibera n. 40/06 Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici

Norme

Le norme riportate si riferiscono a condizioni normali di progetto e installazione. Qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato in zone, su strutture o in ambienti soggetti a normativa specifica, quali ad esempio gli ambienti con pericolo di esplosione, come i distributori di carburante, dovranno essere adottate le norme applicabili al caso specifico.

Criteri di progetto e documentazione

CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per L.46/90

CEI EN 60445: Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico

Sicurezza elettrica

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 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori

IEC 479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

CEI EN 60529 (70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

Parte fotovoltaica

CEI EN 60891 (82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino –

Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

CEI EN 60904-1: (82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione

CEI EN 60904-2: (82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento

CEI EN 60904-3: (82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 61173 (82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida

CEI EN 61215 (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 61277 (82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida

CEI EN 61345 (82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61701 (82-18) prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61724 (82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

CEI EN 61727 (82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla Rete

CEI EN 61829 (82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V

CEI EN 50380 (82-22) Foglio informativo e dati di targa per moduli fotovoltaici

Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 (17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)

CEI EN 60439-3 (17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 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 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare

Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo

CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria

CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria – Variante

CEI EN 50160 Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica (2003-03)ù

Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-19/1 Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI 20-19/4 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi flessibili

CEI 20-19/9 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi unipolari senza guaina, per installazione fissa, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi

CEI 20-19/10 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina di poliuretano

CEI 20-19/11 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750

V – Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA

CEI 20-19/12 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750

V – Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore

CEI 20-19/13 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 470/750

V – Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in

mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi

CEI 20-19/14 Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a

450/750V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità

CEI 20-19/16 Cavi isolati in gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V

– Parte 16: Cavi resistenti all'acqua sotto guaina di policloroprene o altro

elastomero sintetico equivalente

CEI 20-20/1 Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI 20-20/3 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a

450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa

CEI 20-20/4 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a

450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa

CEI 20-20/5 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a

450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili

CEI 20-20/9 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a

450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa

temperatura

CEI 20-20/12 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a

450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore

CEI 20-20/14 Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore

a 450/750 V Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni

CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria FASC. 3516

CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777

CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione

CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV

CEI EN 50086-1 Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 50086-2-1 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori

CEI EN 50086-2-2 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori

CEI EN 50086-2-3 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

CEI EN 50086-2-4 Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati

CEI EN 60423 (23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori

CEI EN 50262 (20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

Conversione della potenza

CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione

CEI EN 60146-1-1 (22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali

CEI EN 60146-1-3 (22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori

CEI UNI EN 45510-2-4 Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini;

composta da:

- 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 EN 61643-11 (37-8)

Dispositivi di potenza

CEI EN 60898-1 (23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata

CEI EN 60947-4-1 (17-50) Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed

avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici

Compatibilità elettromagnetica

CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC

CEI EN 50081-1 (110-7) Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

CEI EN 50081-2 (110-13) Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 2: Ambiente industriale

CEI EN 50082-1 (110-8) Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

CEI EN 50263 (95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione

CEI EN 60555-1 (77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni

CEI EN 61000-2-2 (110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione

EN 61000-2-4 (110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali

CEI EN 61000-3-2 (110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)

CEI EN 61000-3-3 (110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – Sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A

Energia solare

UNI 8477 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione meccanica di impianti fotovoltaici

Leggi e decreti

Legge 1086/71 Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica

Legge 64/74 Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 9/1/96 Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale e precompresso e per le strutture metalliche. Esso inoltre ha consentito l'uso degli Eurocodici 2 e 3;

Circolare ministeriale 15/10/96 n. 252

Istruzioni per l'applicazione delle norme di cui al D.M. 9/1/96;

D.M. 16/1/96 Norme tecniche relative ai "criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";

Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156

Istruzioni per l'applicazione delle norme di cui al D.M. 16/1/96;

D.M. 16/1/96 Norme tecniche per le costruzioni in zona sismica.

Circolare ministeriale 10/4/97 n. 65

Istruzioni per l'applicazione delle norme di cui al D.M. 16/1/96. (valida fino a fine 2004)

Ordinanza 3274 Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica (G.U. 8/5/03).

D.M. 14 Settembre 2005

Testo Unico Norme Tecniche per le Costruzioni.

Norme

UNI ENV 1991-1 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 1: Basi di calcolo

UNI ENV 1991-2-1 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-1: Azioni sulle strutture – Massa volumica, pesi propri e carichi composti

UNI ENV 1991-2-3 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-3: Azioni sulle strutture – Carichi da neve

UNI ENV 1991-2-4 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-4: Azioni sulle strutture – Azioni del vento

UNI ENV 1991-2-5 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-5: Azioni sulle strutture – Azioni termiche

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10011/86 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione;

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

10 ELENCO DOCUMENTAZIONE

- Tav. 1 Inquadramento Regionale
- Tav. 2 Inquadramento Territoriale
- Tav. 3 Planimetria Generale
- Tav. 4 Planimetria Impianto Fotovoltaico
- Tav. 5 Schema Unifilare Generale
- Tav. 6 Particolari Costruttivi

Allegati:

- All. A: Relazione Tecnico- Illustrativa
- All. B: Capitolato Speciale d' Appalto
- All. C: Computo Metrico Estimativo
- All. D: Elenco Prezzi
- All. E: Analisi Prezzi
- All. F: Quadro Economico
- All. G: Quadro Incidenza Manodopera
- All. H: Quadro Incidenza Sicurezza
- All. I: Cronoprogramma
- All. L: Piano di Sicurezza e Coordinamento
- All. M: Piano di Manutenzione
- All. N: Schema di Contratto

Dott. Ing. Antonio Pateri

