



**REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**  
**ASSESSORATO DEGLI ENTI LOCALI FINANZE ED URBANISTICA**  
 Direzione Generale Enti Locali e Finanze  
 Servizio Centrale Demanio e Patrimonio

**PROGETTAZIONE ESECUTIVA**  
**DI UNA CENTRALE DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA**  
**PROCESSO FOTOVOLTAICO SULLA COPERTURA DELL'EDIFICIO**  
**DELLE OFFICINE DEL CENTRO REGIONALE EX CISAPI**



<b>Agg.</b>	<b>Data</b>	<b>Firma</b>	<b>Descrizione aggiornamento</b>	
<b>Committente</b> RAS Assessorato degli Enti Locali, Finanze e Urbanistica Viale Trieste n. 188 C.F. 90002870623			<b>INTERVENTO</b> Ex CISAPI Comune: Cagliari Via: via Caravaggio  <i>Riferimenti CATASTALI:</i> Sez. C Foglio 4 mappale 740 sub. 2	<b>STUDIO</b>  <i>ATP:</i> Ing. Raffaele Paglietti Arch. Giuseppe Loi
<b>Descrizione</b>  <b>RELAZIONE SPECIALISTICA</b>				<b>Tav.</b> <b>RSE</b>
				<b>Scala</b> ---
				<b>Data</b> ottobre/2010
<small>Questo disegno è di proprietà esclusiva e non può essere copiato, riprodotto o ristampato senza permesso scritto.</small>				

## INDICE

1. Generalità .....	2
2. Requisiti di rispondenza a norme, leggi, regolamenti.....	2
3. Dati di progetto .....	5
4. Descrizione .....	9
5. Dimensionamento del sistema.....	18
5.1 Valutazione della risorsa solare .....	18
5.2 Irraggiamento solare .....	18
5.3 Caratteristiche generatore fotovoltaico.....	18
5.4 Produzione attesa .....	19
6. Calcoli e verifiche di progetto.....	19
6.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.....	19
6.2 Dimensionamento dei cavi e verifiche sulle protezioni .....	20
6.3 Cadute di tensione .....	23
6.4 Messa a terra del sistema fotovoltaico .....	24
6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche .....	25

## **1. Generalità**

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da conversione fotovoltaica, avente una potenza nominale pari a 388,07 kW da installarsi sulla copertura dell'edificio delle officine del Centro Regionale di Formazione Professionale (ex CISAPI) con sede in Cagliari, nella Via Caravaggio. L'impianto e la connessione di rete sono progettati in conformità delle leggi e delle normative CEI vigenti e delle indicazioni del D.M. 19.02.2007 e delle Delibere dell'Autorità per l'Energia ed il Gas.

Le coordinate geografiche sono: 39°31' 34" Nord, 8°36' 18" Est

L'impianto fotovoltaico sarà installato sulla copertura a shed, in sovrapposizione alla copertura esistente realizzata in lamiera grecata; l'impianto ricade nella tipologia specifica 1 di "impianto fotovoltaico realizzato su un edificio" di cui all'art. 2, comma 1, lettera g) del D.M. del 06 Agosto 2010.

## **2. Requisiti di rispondenza a norme, leggi, regolamenti**

Le opere e le installazioni sono state eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, come prescritto dalla Legge n° 186 del 01.03.1968 e ribadito dal Decreto Ministeriale n° 37 del 22 gennaio 2008. In materia di sicurezza e prevenzione degli infortuni sul lavoro è applicabile quanto prescritto dal D.Lgs. n°81 del 9.04.2008.

Si riporta, nel seguito, a titolo di promemoria, un elenco normativo; esso non è esaustivo, per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sotto elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

### Leggi, decreti e circolari ministeriali

- D.Lgs. 81/08 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (che abroga il DPR 547/1955 e la L. 626/1994);
- D.M. n°37 del 22/01/2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'art.11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della L. n°248 del 02/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici (che abroga la Legge 46/1990 ed il regolamento

attuazione DPR 447/91);

- DM 19/02/2007: Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;

**Deliberazioni AEEG**

- Delibera AEEG 119/08 (ARG/elt) Disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV;
- Delibera AEEG 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG 90/07: attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici;
- Delibera AEEG 89/07: Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV;
- Delibera AEEG 88/07: Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione;

**Criteri di progetto e documentazione**

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

**Sicurezza elettrica**

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- 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;

**Parte fotovoltaica**

- CEI EN 60904-1-2-3: Dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

**Quadri elettrici**

- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

**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 di energia elettrica - Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

**Cavi, cavidotti e accessori**

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;

**Conversione della potenza**

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

**Scariche atmosferiche e sovratensioni**

- CEI EN 50164-1 Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC);
- CEI EN 61643-11 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione;
- CEI EN 62305 Protezione contro i fulmini;

**Dispositivi di potenza**

- CEI EN 60947-1 Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali;
- CEI EN 60947-2 Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici;

**Energia solare**

- UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici.

### 3. Dati di progetto

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.

#### Modulo 1 - Dati di progetto di carattere generale

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
1	Committente	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regione Autonoma della Sardegna</li> <li>- Assessorato Regionale degli Enti Locali, Finanze ed Urbanistica</li> <li>- C.F.: 800 028 70923</li> </ul>	
1.1	Scopo del lavoro	- Realizzazione di una centrale di produzione di energia elettrica da processo fotovoltaico da installare sulla copertura dell'edificio delle officine del Centro Regionale di Formazione Professionale (ex Cisapi) con sede in cagliari - Via Caravaggio di potenza pari 309,08 kWp	
1.2	Vincoli progettuali da rispettare	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona non soggetta a vincolo ambientale</li> <li>- Interfacciamento alla rete consentito nel rispetto delle norme CEI e delle prescrizioni del gestore di rete locale</li> <li>- Impatto visivo contenuto</li> <li>- Inserimento dei moduli in strutture di sostegno a bassa visibilità</li> </ul>	

continua

continua (Modulo 1 - Dati di progetto di carattere generale)

1.3	Informazioni logistiche di carattere generale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sito raggiungibile con strada asfaltata</li> <li>- Presenza di spazio disponibile coperto per i materiali di cantiere</li> <li>- Presenza rete telefonica (possibile il collegamento via modem per l'eventuale monitoraggio da remoto)</li> </ul>	
-----	---	--	--

## Modulo 2 - Dati di progetto relativi all'utilizzo dell'edificio

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
2.1	Destinazione d'uso	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Officina e laboratorio</li> <li>- Classificazione tecnica: TERCB (impianto ad uso terziario con cabina propria)</li> </ul>	
2.2	Barriere architettoniche	- Non presenti	
2.3	Vincoli architettonici e paesaggistici	- Non Presenti	
2.4	Ambienti soggetti a normativa specifica CEI	- No	

## Modulo 3 - Dati di progetto relativi alle influenze esterne

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
3.1	<b>Temperatura:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- min/max all'interno degli edifici</li> <li>- min/max all'aperto</li> <li>- media del giorno più caldo</li> <li>- media delle massime mensili</li> <li>- media annuale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- +6 °C/+30 °C</li> <li>- +1,3 °C/ +35,5 °C</li> <li>- +30,3 °C</li> <li>- +21,7 °C</li> <li>- +17,3 °C</li> </ul>	Valori ricavati dalla letteratura tecnica riferiti ai luoghi di installazione
3.2	Radiazione solare	(vedi tabella 1)	
3.3	Formazione di condensa	Possibile	
3.4	Altitudine (s.l.m.)	25 m s.l.m.	
3.5	Latitudine	39°15' 22"	
3.6	Longitudine	9° 5' 51"	
3.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presenza di corpi solidi estranei:</li> <li>- Presenza di polvere:</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- NO</li> <li>- SI</li> </ul>	Protezione quadri da insetti ed utensili

continua

continua (Modulo 3 - Dati di progetto relativi alle influenze esterne)

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
3.8	<b>Presenza di liquidi:</b> - Tipo di liquido - Trascurabile - Possibilità di stillicidio - Esposizione alla pioggia - Esposizione agli spruzzi - Possibilità di getti d'acqua	- Acqua - NO - SI - SI - NO - NO	Dati relativi al posizionamento del quadro di parallelo e convertitore
3.9	<b>Condizioni del tetto:</b> - Carico specifico ammesso (N/mq)	- come Certificato di Idoneità Statica – Dip. Ing. Strutturale, Università degli studi di Cagliari	
3.10	<b>Ventilazione dei locali</b> - Naturale - Artificiale - Naturale assistita da ventilazione artificiale - Numero di ricambi	- SI - SI - SI - prescrizioni per convertitori	
3.11	<b>Dati relativi al vento</b>	- Zona 5 - $v_{ref,0} = 28 \text{ m/s}$ - $q_{ref} = 490 \text{ N/m}^2$	D.M. 16.01.96
3.12	<b>Carico di neve</b> - carico statico di progetto dovuto alla neve	- Zona 5 - $q_{sk} = 0,75 \text{ kN/m}^2$	D.M. 16.01.96
3.13	<b>Effetti sismici</b>	L'edificio non risulta ubicato in zona sismica	
3.14	<b>Condizioni ambientali speciali</b>	No	



Tabella 1 – Irradiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale e sul piano dei moduli, per il luogo di installazione calcolato secondo quanto prescritto nella Norma UNI 10349 e dalla Norma UNI 8477

Irradiazione solare giornaliera media mensile (kWh/m <sup>2</sup> giorno) su superficie		
Mese	Orizzontale	Tilt = 24°
Gennaio	2,03	2,95
Febbraio	2,72	3,51
Marzo	4,00	4,61
Aprile	5,14	5,40
Maggio	6,25	6,12
Giugno	6,94	6,59
Luglio	7,58	7,30
Agosto	6,64	6,83
Settembre	4,89	5,53
Ottobre	3,39	4,31
Novembre	2,25	3,13
Dicembre	1,78	2,62
<b>Media</b>	<b>4,47</b>	<b>4,91</b>
<b>Totale annua</b>	<b>1.635,56</b>	<b>1.794,50</b>

Modulo 5 – Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
5.1	Tipo di intervento richiesto	- Nuovo impianto	
5.2	Dati di collegamento elettrico		
	1. Descrizione della rete di collegamento	1. Media tensione	
	2. Punto di consegna	2. Contatore MT	
	3. Tensione nominale	3. 15.000V – trifase	
	4. Potenza contrattuale	4. 95,0 kW	
	5. Potenza disponibile di punta	5. 203,0 kW	
	6. Corrente di cortocircuito presunta nel punto di consegna	6. 25 kA	
	7. Stato del neutro	7. TN-S	
5.3	Misura dell'energia	Contatore esterno	

## Modulo 6 – Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
6.1	Caratteristiche area di installazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La copertura individuata è del tipo a shed con n° 24 campate, con inclinazione pari a 24°, in lamiera grecata, ed esposizione 155°N</li> <li>- Superficie 6.900 m<sup>2</sup></li> <li>- Fenomeni di ombreggiamento dovuti alla conformazione della copertura, alla presenza di una passerella d'ispezione, di due estrattori d'aria e di un serbatoio per l'approvvigionamento idrico</li> </ul>	
6.2	Posizione del campo fotovoltaico	- L'impianto di generazione è installato sulla parte alta dello shed	
6.3	Posizione quadro c.a. di interfaccia	- In apposito locale tecnologico ubicato all'interno dell'edificio, in adiacenza alla cabina di trasformazione	
6.4	Posizione convertitori statici e cassetta di terra	- In apposito locale tecnologico ubicato all'interno dell'edificio, in adiacenza alla cabina di trasformazione	
6.5	Posizione punto di consegna	- Cabina di trasformazione BT/MT, impianto esistente	

## 4. Descrizione

La tavola 2 (Tav.2 – Schema unifilare) riporta lo schema unifilare dell'impianto fotovoltaico, attraverso il quale è possibile evidenziare le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

Il generatore fotovoltaico, è composto complessivamente da 1.690 moduli fotovoltaici in silicio policristallino, da 230 W ciascuno, dotati di cornice in alluminio (tipo Conergy Powerplus 230P).

Vista l'esposizione omogenea del campo fotovoltaico, è stata scelta la configurazione con inverter centralizzati (tipo Aurora PVI-220.0-IT) con unità di conversione indipendenti (da 55 kW) e trasformatore di isolamento. Due inverter da 220 kW di potenza nominale gestiscono l'intero campo fotovoltaico.

I moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in modo da formare n° 8 sottocampi, di cui quattro (uno per ogni unità di conversione indipendente) collegati ad un inverter e quattro all'altro inverter.

Ogni sottocampo è formato dall'unione di n° 10 stringhe, collegate in parallelo tra loro.

Le stringhe sono formate dal collegamento, in serie, dei singoli moduli fotovoltaici; al fine di sfruttare al massimo lo spazio a disposizione e di ottenere la massima potenza, le stringhe sono composte da n° 20, 21 o 22 moduli fotovoltaici connessi in serie tra loro (secondo la tabella 2).

Ad ogni sottocampo fa capo un quadro con funzione di protezione e monitoraggio (tipo Aurora PVI-Stringcomb-S-MC), con 10 canali di ingresso, uno per ogni stringa; ogni ingresso costituisce un canale di misura della corrente di stringa ed è dotato di fusibile di protezione da 10A, di sezionatore corrente continua ed è integrato con una bobina di sgancio a lancio di corrente per il sistema di emergenza.

Il quadro ha una protezione IP65 per installazioni outdoor. E' provvisto di porta seriale RS-485 per comunicazione remota con l'inverter e di 3+1 ingressi analogici per la connessione a sensori esterni per il monitoraggio di dati ambientali (irraggiamento solare, temperatura, velocità vento.....).

Le stringhe sono connesse ai quadri di campo tramite cavi FG70R, e connettori Multicontact. Anche i quadri di campo (QdC) sono collegati agli inverter mediante cavi, di tipo FG70R, di diametro variabile (cfr. tab. 3).

Ogni quadro di campo è, inoltre, connesso all'inverter mediante cavo dati di tipo UTP, schermato e antiroditore, per la trasmissione dei dati rilevati (corrente di stringa, stato dei fusibili di stringa, temperature interna, lettura da sensori esterni, stato della protezione di sovraccarico).

I quadri di campo, e nello specifico le bobine di minima tensione associate agli interruttori generali dei quadri di campo, sono collegati al sistema di emergenza (descritto paragrafo § 6.6) con lo scopo di mettere fuori tensione tutti i circuiti con un'unica manovra.

Tabella 2 – Configurazione del campo fotovoltaico

inverter	sottocampo	moduli	stringhe	cassetto	totale cassetto	totale campo FV
<b>A</b>	<b>Q1</b>	20	10	1	200	<b>1690</b>
<b>A</b>	<b>Q2</b>	20	10	1	200	
<b>A</b>	<b>Q3</b>	20	10	1	200	
<b>A</b>	<b>Q4</b>	21	10	1	210	
totale inverter			40	4	810	
<b>B</b>	<b>Q5</b>	22	10	1	220	
<b>B</b>	<b>Q6</b>	22	10	1	220	
<b>B</b>	<b>Q7</b>	22	10	1	220	
<b>B</b>	<b>Q8</b>	22	10	1	220	
totale inverter			40	4	880	

I due inverter sono alloggiati in locale adiacente alla cabina di trasformazione MT/BT, chiamato “Sala Inverter”. I due inverter sono parallelati al quadro QPCA – Quadro parallelo corrente alternata, costituito da armadio metallico nel quale sono presenti n° 3 interruttori (le cui caratteristiche sono riportate nella tabella 3):

- n° 1 interruttore generale, con funzione di dispositivo di interfaccia DDI, automatico - magnetotermico 3P+N, 800 VAC motorizzato  $I_n = 800$  A, regolabile con potere di interruzione  $I_{cu} = 50$  kA (tipo BTicino T7814A/800),
- n° 2 interruttori magnetotermici, a protezione/alimentazione degli inverter, 3P+N 400 VAC,  $I_n = 400$  A regolabile, con potere di interruzione  $I_{cu} = 36$  kA (tipo BTicino T7414A/400).

Inoltre, nel quadro QPCA deve essere previsto:

- uno strumento di misura multifunzione MM-G per la misura delle principali grandezze elettriche all’uscita dell’interruttore generale, la memorizzazione dei valori massimi/minimi/medi dei principali parametri elettrici e il conteggio dell’energia attiva e reattiva su contatori totali e parziali.
- una opportuna protezione di interfaccia PI (tipo Tytronic – NV10 PRO), conforme alle norma tecnica CEI 0-16, a comando della DDI
- sistema di riarmo manuale/ automatico del DDI;
- un sistema di sbarre in rame di tipo AC con portata minima di 1.000 A, secondo le disposizioni della normativa vigente.

Con riferimento alle caratteristiche dei moduli fotovoltaici e degli inverter utilizzati, nelle tabelle seguenti sono riportate le principali caratteristiche del generatore fotovoltaico (le specifiche elettriche si riferiscono alle condizioni standard di prova STC - Standard Test Condition, ovvero irraggiamento  $I = 1.000 \text{ W/m}^2$ , massa d'aria  $AM=1,5$  e temperatura delle celle  $= 25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ ).

### GENERATORE FOTOVOLTAICO

DATI GENERALI	
Numero totale di moduli	1.690
Numero totale di stringhe	80
Numero di sottocampi	8
Numero di stringhe per sottocampo	10
Numero di moduli per sottocampo	20 – 21 - 22
PARAMETRI ELETTRICI	
Potenza nominale	230 W
Tolleranza di resa	-0/+ 2,5 %
Efficienza modulo	14,13%
Tensione al punto di massima potenza	29,70 V
Corrente alla massima potenza, nominale	7,82 A
Tensione a vuoto c.c.	36,40 V
Corrente di corto circuito	8,33 A
Tensione massima del sistema	1.000 V
Coefficiente della temperatura di $P_{MAX}$	- 0,43 % / $^\circ\text{C}$
Coefficiente della temperatura di $V_{OC}$	- 0,33 % / $^\circ\text{C}$
Coefficiente della temperatura di $I_{SC}$	+ 0,05 % / $^\circ\text{C}$
PARAMETRI MECCANICI	
Lunghezza x Larghezza x	(1.651 x 986 x 46) mm
Peso	19,6 kg
Tipo cella	Silicio policristallino
Numero di celle	60 da (156 x 156) $\text{mm}^2$
Telaio	alluminio anodizzato
Tipo di copertura anteriore	Vetro solare microstrutturato
NOCT(*)	(44 $\pm$ 2) $^\circ\text{C}$

continua

continua (PARAMETRI MECCANICI)

Carico massimo consentito	5.400 PA
Riduzione del rendimento da 1000 a 200 W/m <sup>2</sup>	97% in STC
Carico massimo consentito	5.400 PA
<b>GARANZIE E CERTIFICAZIONI MODULI</b>	
Garanzia prodotto	10 anni
Garanzia di rendimento	12 anni 92% - 25 anni 80%
Certificazione	IEC 61215 Ed. 2
Classificazione elettrica	classe II

(\*) con irraggiamento di 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente 20° C, velocità del vento 1 m/s

## INVERTER

DATI GENERALI	
Numero inverter	2
Tipo	centralizzato
Unità di conversione indipendenti	4 (da 55 kW)
DATI DI INGRESSO INVERTER	
Potenza nominale DC	225,6 kW
Potenza massima consigliata (per canale)	59 kW
Tensione max ingresso	1000 V
Range di tensione FV, MPPT	(485 ± 850) V
Corrente d'ingresso totale (per modulo)	492 A (123 A)
Ondulazione residua	< 3%
Dispositivo di separazione c.c.	SI
Numero ingressi DC	4
Controllo di isolamento lato DC	Si, con allarme
Protezione contro l'inversione di polarità	Diodo per ogni ingresso
Protezione sovratensioni di ingresso	Si
DATI IN USCITA INVERTER	
Potenza nominale AC	220 kW
Corrente nominale AC	404 A
Campo tensione uscita	3 x 320 ± 20%
Frequenza nominale	50 / 60 Hz

continua

continua (DATI IN USCITA INVERTER)

Fattore di distorsione	< 3 %
Frequenza di commutazione convertitori	18 kHz
Contattore AC (distacco notturno del trasformatore)	No
Interruttore AC (Magnetotermico)	Si / 50kA
Protezione sovratensioni lato AC	Si
GRADO DI RENDIMENTO	
Grado di rendimento max	98,00 %
Rendimento europeo	97,71 %
DATI AMBIENTALI	
Grado di protezione	IP20
Temperatura ambiente di esercizio	(-10 ÷ 50) °C
Portata d'aria richiesta	4.000 m <sup>3</sup> /h
Umidità relativa (senza condensazione)	< 95%
Rumore acustico (distanza = 1 m )	< 69 dBA
ALIMENTAZIONE AUSILIARIA	
Alimentazione ausiliaria esterna	3x400 V <sub>AC</sub> + N, 50/60 Hz
Massimo consumo in funzionamento	< 0,24% P <sub>AC nom</sub>
Consumo notturno	< 33 W
INTERFACCIA COMUNICAZIONE/UTENTE	
Porta di comunicazione (per PC / Datalogger)	1 x RS485
Comunicazione con quadri stringa	1 x RS485
Interfaccia utente	Display a 2 linee (su ciascun modulo)
CARATTERISTICHE MECCANICHE	
Dimensioni (L x H x P)	1250 x 1607 x 893.5
Peso complessivo	780 kg
Peso modulo 55 kW	60 kg
CERTIFICAZIONI	
EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11; EN 61000-3-12
Conformità CE	Si
Connessione alla rete	Guida per le connessioni alla rete Enel Ed 1.1/09

### QUADRI DI CAMPO

DATI GENERALI	
Numero	8
Tipo	Protezione e monitoraggio
PARAMETRI ELETTRICI INGRESSO	
Range Tensione di Ingresso - Massima	(250 ÷ 850) V – 1.000 V
Canali di misura	10
Max corrente per canale	20 A
Max corrente complessiva di uscita	125 A
Fusibili DC	10 + 10
Numero max di stringhe per fusibile	2
Sezione max cavo stringa	6 mm <sup>2</sup>
Massimo numero di stringhe (in parallelo)	20 (2 su ciascun fusibile)
Protezione di sovratensione in ingresso	con varistore rimovibile
PARAMETRI ELETTRICI USCITA	
Massima corrente di uscita	125 A
Tipo connessione per corrente continua	M10 (max 120 mm <sup>2</sup> )
Connessione di terra	M8 (max 35 mmq)
Rating dei sezionatori della corrente continua	- 125 A / 1.000 V
PARAMETRI MECCANICI	
Dimensioni (H x L x P)	(559 x 757 x 250) mm
Peso	25 kg
Grado di protezione ambientale	IP65
Temperatura ambiente di esercizio	(-25 ÷ 55) °C
Umidità relativa	(0 ÷ 9)%
Comunicazioni	tramite RS485
Dati Disponibili	corrente di stringa, stato dei fusibili di stringa, temperature interna, lettura da sensori esterni, stato della protezione di sovratensione



Tabella 3 – Caratteristiche interruttori QPCA - Quadro di parallelo corrente alternata

DATI QUADRO N° (2) - QUADRO PARALLELO INVERTER														
Simbolo N°	Descrizione linea	Fasi linea	Potere di interruzione [kA]	Corrente nominale In [A]	Corrente regolata Ir [A]	Corrente regolata di neutro [A]	Intervento magnetico di fase [A]	Intervento magnetico di neutro [A]	Potenza totale	Ku	Kc	Potenza diss. apparecchio [W]	Icc max inizio linea [kA]	Sezione fase linea [mm <sup>2</sup> ]
1		L1 L2 L3 N	50	800	1 • In = 800	800	10 • In = 8.000	8.000	447,768 kW	1	1	76,8	25,077	
2	INVERTER A	L1 L2 L3 N	36	400	1 • In = 400	400	10 • In = 4.000	2.500	223,884 kW	1	1	72	25,042	2 // 120
3	INVERTER B	L1 L2 L3 N	36	400	1 • In = 400	400	10 • In = 4.000	2.500	223,884 kW	1	1	72	25,042	2 // 120

Simbolo N°	Sezione neutro linea [mm <sup>2</sup> ]	Sezione PE linea [mm <sup>2</sup> ]	Portata fase linea [A]	Portata neutro linea [A]	Posa cavi	Sigla cavo	Tipo cavo	Isolante	N° circ. raggr.	Lunghezza linea [m]	C.d.T. linea [%]	C.d.T. totale [%]	Lunghezza cablaggio [m]	Sezione cablaggio fase [mm <sup>2</sup> ]	Sezione cablaggio neutro [mm <sup>2</sup> ]	Potenza diss. cablaggio [W]	Codice morsetto
1												0,25%	1	50 x 10	50 x 10	81,02	B-50
2	120	35	437	218	In canali posati su parete con percorso orizzontale	FG7R	Unip. con guaina	EPR	2	20	0,28%	0,52%	1	30 x 5	30 x 5	67,68	B-30
3	120	35	437	218	In canali posati su parete con percorso orizzontale	FG7R	Unip. con guaina	EPR	2	20	0,28%	0,52%	1	30 x 5	30 x 5	67,68	B-30

Il sistema di fissaggio dei moduli fotovoltaici alla copertura sottostante prevede l'utilizzo di staffe in acciaio inox (tipo Isopan LB1); le staffe sono fissate alla greca mediante avvitatura di viti autoforanti (25 mm). In fig. 1 le dimensioni delle ancore di fissaggio e in fig. 2 il metodo per la determinazione delle staffe necessarie, funzione della disposizione del campo fotovoltaico.

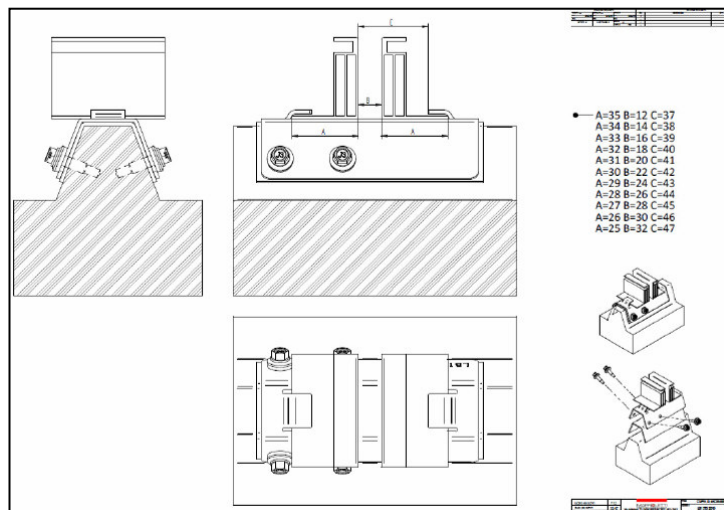


Fig. 1 - Dimensioni delle ancore di fissaggio (tipo Isopan LB1)

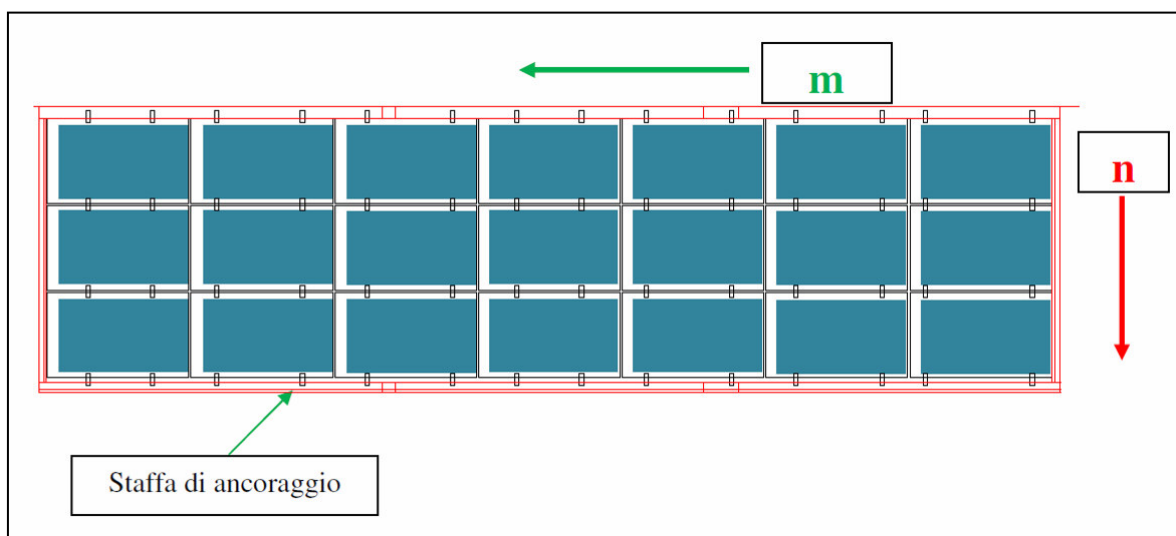


Fig. 2 – Metodo per la determinazione delle staffe necessarie

## 5. Dimensionamento del sistema

### 5.1 Valutazione della risorsa solare

L'impianto è stato realizzato sulla base delle informazioni generali descritte nella scheda di fattibilità, redatta dall'Amministrazione appaltante; è stata incrementata la potenza nominale del singolo modulo (da 175 W a 230 W) ma è stata ridotta la potenza complessiva (da 462 kW a 388,07 kW), a causa di fenomeni di ombreggiamento valutati più incisivi di quanto preventivato (il numero totale dei moduli passa dai 2.640 previsti agli attuali 1.690).

I dati relativi alla risorsa solare sono forniti dalle Norme UNI 8477 e UNI 10349 e sono riportati in tabella 1. In relazione ai dati di irraggiamento, alle caratteristiche del campo fotovoltaico ed alla sua posizione si ricava la producibilità teorica dell'impianto.

### 5.2 Irraggiamento solare

Assumendo come valori relativi all'irraggiamento solare giornaliero medio mensile e medio annuo la media dei dati sono indicati nella tabella seguente.

Irraggiamento giornaliero sulla superficie dei moduli	medio mensile	4,91 kWh/m <sup>2</sup> /giorno
	medio annuo	1.794,5 kWh/m <sup>2</sup> /anno

### 5.3 Caratteristiche generatore fotovoltaico

In relazione alle caratteristiche del generatore fotovoltaico scelto (descritto al paragrafo 4) si calcola l'efficienza e la producibilità a STC (condizioni standard di prova). L'efficienza del modulo fotovoltaico è la seguente:

$$\eta = \frac{P_{usc}}{P_{ing}} = \frac{Wp/Lungh \times Largh}{1.000 \text{ W/m}^2} = 13,51\%$$

L'efficienza del sistema Fotovoltaico è funzione delle seguenti perdite:

Perdita	%
Riflessione	2,0 %
Ombreggiamento	2,0 %
Mismatching	1,0 %
Effetto Temperatura	4,0 %
Quadri in continua	1,0 %
Inverter	6,0 %
Pollution / Filtri	2,0 %
<b>Totale perdite</b>	<b>18,00 %</b>

La resa globale del generatore fotovoltaico risulta pertanto pari al prodotto dell'efficienza del modulo per l'efficienza del sistema FV:

<b>Efficienza Generatore FV</b>	Efficienza del modulo x Efficienza del sistema FV
	14,13 % x 82,00 % = 11,59 %

#### 5.4 Produzione attesa

La produzione attesa specifica risulta pertanto pari al prodotto dell'irraggiamento giornaliero medio annuo sulla superficie dei moduli per l'efficienza del generatore:

<b>Produzione specifica</b>	1.795 kWh/m <sup>2</sup> /anno x 11,59 %	207,90 kWh/m <sup>2</sup> anno
-----------------------------	--	--------------------------------

Il generatore ha una superficie complessiva pari a 2.751 m<sup>2</sup>, da cui risulta:

<b>Produzione attesa</b>	Produzione specifica x superficie complessiva
	207,90 kWh/m <sup>2</sup> anno x 2.751 m <sup>2</sup> = 571.969 kWh/anno

## 6. Calcoli e verifiche di progetto

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

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

- $V_{OC(Tmin)} < V_{max}$
- $V_{M(Tmax)} > V_{MPPTmin}$
- $V_{M(Tmin)} < V_{MPPTmax}$

Nelle quali  $V_{MPPTmin}$  e  $V_{MPPTmax}$  rappresentano, rispettivamente, il valore minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la  $V_{max}$  è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-0,120 \text{ V/}^{\circ}\text{C}$  ed i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^{\circ}\text{C}$  e  $+70^{\circ}\text{C}$ ,  $V_M$  e  $V_{OC}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ( $25^{\circ}\text{C}$ ).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, diventano come in tabella 3. In tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra la stringa dei moduli fotovoltaici e l'inverter adottato.

Tabella 3a - Verifica dei limiti di tensione all'ingresso dell'Inverter A

<i>Condizione</i>	<i>Inverter</i>
$V_{oc(Tmin)} < V_{max}$	<b>812 &lt; 1.000</b>
$V_{M(Tmax)} > V_{MPPTmin}$	<b>486 &gt; 485</b>
$V_{M(Tmin)} < V_{MPPTmax}$	<b>678 &lt; 850</b>

Tabella 3b - Verifica dei limiti di tensione all'ingresso dell'Inverter B

<i>Condizione</i>	<i>Inverter</i>
$V_{oc(Tmin)} < V_{max}$	<b>893,2 &lt; 1.000</b>
$V_{M(Tmax)} > V_{MPPTmin}$	<b>534,6 &gt; 485</b>
$V_{M(Tmin)} < V_{MPPTmax}$	<b>745,8 &lt; 850</b>

## 6.2 Dimensionamento dei cavi e verifiche sulle protezioni

I moduli sono dotati di cavi solari con tensione nominale adeguata a quella del sistema elettrico (in corrente continua la tensione nominale del sistema elettrico non deve superare 1,5 volte la tensione nominale dei cavi, come da Norma CEI 20-40, articolo 5.1 e Norma CEI 20-67, articolo 2.3.1). Per la scelta dei componenti dell'impianto fotovoltaico, in particolare dei cavi, si assume prudenzialmente una tensione del generatore pari a  $1,2 V_{OC}$  (tensione a vuoto della stringa in condizioni STC). I cavi sul lato corrente continua del generatore fotovoltaico sono cavi a doppio isolamento (in classe II) scelti ed installati in modo che sia minimo il rischio di guasto a terra e cortocircuito. I cavi che collegano i tra loro i moduli e la stringa al quadro di campo sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi; devono sopportare elevate temperature, avere buona flessibilità e resistere ai raggi ultravioletti.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_F \leq 1,45 I_Z$$

Dove con:

- $I_Z$  = portata del cavo;
- $I_B$  = corrente d'impiego
- $I_N$  = corrente nominale
- $I_F$  = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione

#### Protezione delle singole stringhe dal sovraccarico

Nei calcoli di progetto per il circuito di stringa si è assunto un valore di corrente di impiego pari a 1,25  $I_{SC}$ . Questo si traduce nella seguente relazione:

$$I_B \leq I_Z$$

Eseguendo i calcoli:

$$I_B = 1,25 \times 8,33 = 10,4 \text{ A}$$

Per i cavi di stringa si utilizza un cavo unipolare solare con conduttore flessibile in rame stagnato, con doppio isolamento XPE/HFFR-XPE, con le seguenti caratteristiche:

- sezione: 4 mmq;
- portata in aria libera: 70 A (alla temperatura di funzionamento di 30 °C);
- temperatura massima di esercizio: 120 °C;
- tensione nominale di funzionamento: 0,9/1,5 kV in c.c.;
- raggio di curvatura minimo: 5D;
- tempo di vita: 25 anni;

La portata del cavo solare è superiore alla corrente di impiego, anche considerando coefficienti riduttivi piuttosto severi (temperatura paria 80 °C e n° 20 cavi in fascio) e ricordando che il cavo negli impianti fotovoltaici porta corrente solo per una parte del giorno e mai di notte (funzionamento non continuo):

$$I_Z = K_1 * K_2 * I_0 = 0,41 \times 0,38 \times 70 = 10,91 \text{ A}$$

dove:

$K_1$ : fattore di correzione relativo alla temperatura ambiente

$K_2$ : fattore di correzione per n° 20 circuiti in fascio (CEI UNEL 35024/1)

Di conseguenza:

$$I_B = 10,4 \text{ A} < I_Z = 10,91 \text{ A}$$

#### Protezione delle singole stringhe dal cortocircuito

La protezione dal cortocircuito per la parte in corrente continua è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente del modulo fotovoltaico che limita la corrente di cortocircuito dello stesso a valori dichiarati dal costruttore e di poco superiori alla sua corrente nominale.

In questo caso un cortocircuito su un cavo di stringa può essere alimentato:

- a monte, dalla stringa in esame (corrente di cortocircuito  $I_{M1} = 1,25 I_{SC}$ );
- a valle, dalle restanti stringhe (corrente di cortocircuito  $I_{M2} = (n - 1) 1,25 I_{SC}$ , dove  $n$  è il numero di stringhe connesse in parallelo al medesimo quadro di campo).

La corrente di cortocircuito  $I_{M1}$  è coincidente con la corrente di impiego  $I_B$  di stringa, mentre la corrente di cortocircuito  $I_{M2}$  è nettamente superiore alla  $I_B$  per la quale il cavo di stringa è stato dimensionato.

La portata del cavo di stringa è inferiore alla corrente di cortocircuito perciò è necessaria la protezione contro i cortocircuiti, installata nel quadro di campo.

I dispositivi di protezione presenti nel quadro di campo sono:

- Fusibili DC: 10 A;
- Protezione di sovratensione in ingresso con varistore rimuovibile;
- Sezionatore in corrente continua: 125A/1000V.

#### Protezione della condotta tra il quadro di campo e l'inverter dal sovraccarico e dal cortocircuito

I quadri di campo sono collegato agli inverter con cavi unipolari, tipo FG7(O)R 0,6/1 kV, con portata maggiore della corrente di impiego  $I_B$  ai fini della protezione del sovraccarico (secondo tabella CEI UNEL 35024/1). La distanza dei quadri di campo dagli inverter è variabile ed è funzione della posizione del quadro di campo, installato in posizione baricentrica rispetto alle stringhe a cui fa capo.

Un cortocircuito sul cavo tra il quadro e l'inverter viene alimentato a monte dalle stringhe collegate al quadro e a valle dalle altre stringhe facenti capo allo stesso inverter. La corrente di cortocircuito proveniente da monte è pari alla corrente di impiego mentre la protezione dalla corrente di cortocircuito proveniente da valle deve essere prevista nel quadro inverter.

I dispositivi di protezione presenti nel quadro inverter sono:

- Controllo di isolamento lato DC con allarme;
- Protezioni lato DC integrate;
- Inversione polarità e corrente inversa con diodo per ogni ingresso;
- Fusibili DC 125%/1000V per ogni ingresso, entrambi i poli;
- Interruttore-sezionatore sotto carico DC, 200A/1000V, per ogni ingresso)
- Protezione sovratensioni di ingresso(5) (con monitoraggio)

### 6.3 Cadute di tensione

La lunghezza massima dei cavi di collegamento della stringa al quadro di campo è pari a circa 75,0 m (quadro di campo Q4); mentre la massima distanza del quadro di campo dall'inverter è di circa 130 m (Q7). Volendo ottenere una caduta di tensione inferiore al 1%, ed assumendo una temperatura di esercizio pari a 70 °C, si ottengono i diametri (commerciali) per i cavi di stringa (collegamento modulo fotovoltaico e quadro di campo, nel caso peggiore) e per i cavi di collegamento tra i quadri di campo e gli inverter.

Tabella 3 – Diametro condutture FG70R per collegamento tra moduli fotovoltaici e quadri di campo (QdC) e tra QdC e Inverter

Partenza	Arrivo	Lunghezza [m]	Tensione [V]	Voc [V]	Corrente [A]	Temperatura [°C]	Perdita [%]	Sez. [mm <sup>2</sup> ]
modulo FV	QdC Q4	150	623,7	764,4	8,33	70	1	<b>4</b>
modulo FV	QdC Q8	120	653,4	800,8	8,33	70	1	<b>4</b>
QdC Q1	Inverter A	120	594	728	83,3	70	1	<b>35</b>
QdC Q2	Inverter A	160	594	728	83,3	70	1	<b>50</b>
QdC Q3	Inverter A	180	594	728	83,3	70	1	<b>50</b>
QdC Q4	Inverter A	220	623,7	764,4	83,3	70	1	<b>50</b>
QdC Q5	Inverter B	220	653,4	800,8	83,3	70	1	<b>50</b>
QdC Q6	Inverter B	240	653,4	800,8	83,3	70	1	<b>70</b>
QdC Q7	Inverter B	260	653,4	800,8	83,3	70	1	70
QdC Q8	Inverter B	140	653,4	800,8	83,3	70	1	35



#### 6.4 Messa a terra del sistema fotovoltaico

Si è scelta la realizzazione della messa a terra dell'impianto fotovoltaico in un suo punto a valle, nel senso del flusso di energia, del dispositivo di sezionamento lato c.c., in corrispondenza dei morsetti degli inverter (l'impianto fotovoltaico è dotato di trasformatore di separazione dalla rete elettrica del distributore). In questo modo con l'apertura del dispositivo di sezionamento (manovrabile sotto carico) si interrompe l'eventuale circolazione di correnti verso terra.

Al fine di ridurre il rischio di corrosione elettrolitica delle masse collegate a terra dell'impianto fotovoltaico, saranno messi a terra i poli negativi dell'impianto (lato c.c.). I moduli e le loro cornici sono in doppia classe di isolamento ed è quindi è sconsigliato il loro collegamento a terra. I supporti metallici dei moduli non sono da considerarsi masse in quanto i cavi che collegano i moduli fra loro sono di classe II ed inoltre non sono da considerarsi neanche masse estranee poiché, essendo ubicati sul tetto, la loro terra naturale non può essere indipendente da quella dell'edificio alla quale sono collegate le masse. In questo caso, essendo il sistema fotovoltaico messo a terra, otterremo un sistema TN locale. Valgono tutte le prescrizioni per i sistemi TN anche se un guasto a terra (che si traduce in un cortocircuito) potrebbe non far intervenire le protezioni di sovracorrente per garantire la sicurezza in quanto la corrente di cortocircuito è funzione del punto di guasto e potrebbe essere prossima alla corrente nominale del dispositivo di protezione.

Per quanto riguarda la protezione contro i contatti diretti, questa sarà assicurata dal rispetto dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risulteranno alloggiati in tubi o canali, tuttavia tali collegamenti, essendo protetti dai moduli stessi, non saranno soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, ne risulteranno ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

Per quanto riguarda la protezione contro i contatti indiretti si può tranquillamente affermare che questa è assicurata dal seguente accorgimento:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;
- verifica, da eseguire in corso d'opera o in fase di collaudo, che i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione di bassa tensione intervengano in caso di guasto verso terra secondo le relazioni della Norma CEI 64-8 in merito al coordinamento delle protezioni con l'impianto di terra per l'interruzione automatica dell'alimentazione in caso di guasto a terra pericoloso.

La massa degli inverter sarà collegata all'impianto di terra esistente con un conduttore tipo N07V-K di sezione minima  $16 \text{ mm}^2$ .

I quadri di campo sono collegati ad una morsettiera posta sulla copertura dell'edificio, in posizione baricentrica rispetto alla disposizione dei quadri, tramite un conduttore tipo N07V-K di sezione minima  $16 \text{ mm}^2$ ; la morsettiera è collegata all'impianto di terra tramite conduttore tipo N07V-K di sezione minima  $35 \text{ mm}^2$ .

## 6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

### 6.5.1 Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio. E' all'esame dell'Amministrazione la valutazione del rischio di fulminazione il Calcolo probabilistico e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura.

### 6.5.2 Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti. Gli inverter ed i quadri di campo risultano, comunque, protetti dalle sovracorrenti in ingresso.

## 6.6 Sistema di emergenza

Il sistema di emergenza ha lo scopo di mettere in sicurezza, con un'unica manovra, l'intero impianto fotovoltaico o una parte di esso.

Nel caso specifico, al fine di mettere fuori tensione tutte le condutture che interessano la parte interna dell'edificio, il sistema di emergenza deve intervenire sui dispositivi di sezionamento posti nei quadri di campo, sopra la copertura dell'edificio. Il sistema di emergenza è costituito da un comando o pulsante d'emergenza, posto all'esterno dell'edificio (in prossimità del quale sarà posto un cartello di avvertimento circa la doppia alimentazione dell'impianto elettrico - Fig. 3), delle bobine di minima tensione associate agli interruttori generali dei quadri di campo. Tali bobine sono collegate in serie ad un UPS, con autonomia di 4/5 ore e una riserva di carica di 30 min., situato nel Quadro Servizi Inverter, che alimenta il circuito di emergenza in assenza di rete.

I quadri di campo devono essere dotati di un interruttore magnetotermico sul quale deve poter intervenire la bobina di minima tensione, oppure essere collegati, in serie, ad un interruttore generale magnetotermico (curva B - 100 A – 1.000 Vdc).

Tutte le bobine di minima tensione saranno parallelate, in un quadro IP65 con morsettiera posta sulla copertura. I cavi utilizzati per collegare i QdC alla morsettiera di parallelo saranno di tipo multipolare FG7(O)R 2x2,5 mm<sup>2</sup>; la morsettiera sarà collegata, tramite cavo tipo multipolare FG7(O)R 2x5,0 mm<sup>2</sup>, all'UPS e quindi al comando di emergenza.



Fig. 3 - Cartello di sicurezza che avvisa del pericolo della doppia alimentazione del circuito elettrico di un impianto fotovoltaico collegato alla rete (Norma CEI 82-65)