



TIMBRO E FIRMA

PROGETTO:

PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO 707,00 kW  
GRID-CONNECT OPERANTE IN REGIME DI RITIRO DEDICATO  
POSTO SU EDIFICIO INDUSTRIALE

ELABORATO:

## RELAZIONE TECNICA DI PROGETTO

COMMITTENTE: **PROJECT GROUP**

VIA GALILEI, 2  
42020 SAN POLO D'ENZA (RE)

DESTINATARIO: **KERAKOLL SPA**

VIA A. CORRADINI, 6  
42048 RUBIERA (RE)

UNITÀ IMMOBILIARE: **KERAKOLL SPA**

VIA A. CORRADINI, 6  
42048 RUBIERA (RE)

PROTOCOLLO:

IF 01 24			REV.00	02.01.2024	PROGETTO DEFINITIVO	
			REV.	DATA	DESCRIZIONE	
PRELIMINARE	DEFINITIVO	ESECUTIVO	DATA:		SCALA:	ELABORATO:
<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	GENNAIO 2024		--	IF01
NOME FILE:			IF01 - RELAZIONE.PDF			



# INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSE E RELAZIONE DESCRITTIVA .....</b>	<b>3</b>
1.1	PREMESSA .....	3
1.2	TERMINI E DEFINIZIONI .....	5
1.3	NORMATIVA E RACCOMANDAZIONI DI RIFERIMENTO .....	6
1.4	AUTORIZZAZIONE ALLA COSTRUZIONE E ALLA REALIZZAZIONE .....	6
<b>2</b>	<b>RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA.....</b>	<b>7</b>
2.1	DATI GENERALI DI INGRESSO.....	7
2.2	INQUADRAMENTO .....	8
2.3	PRESCRIZIONI AGGIUNTIVE PER GLI IMPIANTI RICADENTI SU FABBRICATI SOGGETTI AL DPR 151/2011 .....	9
2.4	RADIAZIONE SOLARE ED ANALISI DELLE OMBRE .....	12
2.5	GENERATORE FOTOVOLTAICO .....	15
2.6	GRUPPI DI CONVERSIONE STATICI AD INVERTER.....	15
2.7	CONFIGURAZIONE STRINGHE.....	17
2.8	SISTEMA DI INTERFACCIA CON LA RETE IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	17
2.9	STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI .....	19
2.10	CABLAGGIO ELETTRICO .....	20
2.11	PROTEZIONI.....	20
2.12	CARATTERISTICHE E POSA DEI CONDUTTORI.....	21
2.13	CADUTE DI TENSIONE.....	24
2.14	CONNESSIONI CAVI CC FOTOVOLTAICO .....	24
2.15	QUADRI ELETTRICI .....	25
2.16	IMPIANTO DI MESSA A TERRA E PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI .....	25
2.17	PROTEZIONI DIFFERENZIALI .....	26
2.18	SCARICHE ATMOSFERICHE .....	26
2.19	DISTANZA DI SICUREZZA DA TUBAZIONI DEL GAS.....	27
2.20	AREE CON PERICOLO DI ESPLOSIONE.....	27
2.21	SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO (SCM).....	27
<b>3</b>	<b>DIMENSIONAMENTI E PRESTAZIONI .....</b>	<b>27</b>
<b>4</b>	<b>COLLAUDO E MANUTENZIONI .....</b>	<b>32</b>
4.1	VERIFICA TECNICO FUNZIONALE.....	32

4.2	MANUTENZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	32
5	PRESCRIZIONI IMPIANTO ELETTRICI ESISTENTE .....	35
6	COMPARTIMENTAZIONI REI .....	36

## 1 PREMESSE E RELAZIONE DESCRITTIVA

### 1.1 PREMESSA

Oggetto della presente è la progettazione ed il dimensionamento di un nuovo impianto fotovoltaico.

Con la realizzazione del suddetto impianto di produzione si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Nel proseguo della presente si analizzerà nel dettaglio il dimensionamento, le singole caratteristiche costruttive e i vantaggi che lo stesso porterà in termini di risparmio energetico e di mancate emissioni in atmosfera.

DATI GENERALI TECNICI ED ANAGRAFICI	
Produttore	KERAKOLL SPA
Sito di installazione impianto	Via Corradini, 6 - Rubiera (RE)
Potenza di picco impianto fotovoltaico (kWp)	707,00
Numero di sezioni impianto fotovoltaico esistenti	-
Numero di sezioni impianto fotovoltaico nuove	1
Potenza di picco impianto fotovoltaico (kWp)	<b>707,00</b>
Tipo di impianto	Impianto su copertura di fabbricato industriale
Caratteristiche punto di fornitura	CEI 0 – 16
Operatività con la rete	GSE - RID
Altre informazioni relativi al progetto	<input checked="" type="checkbox"/> <b>NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO (Prima installazione)</b> <input type="checkbox"/> NUOVA SEZIONE DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO (Ampliamento) <input type="checkbox"/> INTERVENTO DI MANUTENZIONE E REVAMPING

OGGETTO dell'incarico di progettazione

	Incarico	Note esplicative
<input checked="" type="checkbox"/>	NUOVO IMPIANTO O INSTALLAZIONE	Realizzazione di nuovo impianto
<input type="checkbox"/>	TRASFORMAZIONE DI UN IMPIANTO	Realizzazione di modifiche all'impianto esistente dovute a: <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>cambio di destinazione d'uso</b></li> <li>- <b>cambio delle prestazioni dell'impianto</b> (modifica delle sezioni, delle protezioni o aumento della potenza)</li> <li>- <b>cambio delle condizioni di alimentazione dell'impianto</b></li> <li>- <b>applicazione di prescrizioni di sicurezza</b> (per quanto non rientra negli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria) quali ad esempio la realizzazione dell'impianto di terra o l'installazione di dispositivi di protezione differenziale</li> <li>- <b>Rifacimento parziale di un impianto</b> che non rientri nella manutenzione straordinaria, come ad esempio la sostituzione dell'impianto di uno o più locali/zone/reparti con un nuovo impianto quando i locali/zone/reparti non coincidono con tutta l'unità</li> </ul>
<input type="checkbox"/>	AMPLIAMENTO DELL'IMPIANTO	Realizzazione dell'espansione con l'aggiunta di uno o più circuiti elettrici
<input type="checkbox"/>	MANUTENZIONE STRAORDINARIA	Rinnovo e/o sostituzione di parti, mediante l'impiego di strumenti o attrezzi particolari, che non modificano in modo sostanziale le prestazioni dell'impianto stesso, e riportano l'impianto stesso in condizioni ordinarie di esercizio. Tali interventi non rientrano nelle definizioni nuovo impianto, trasformazione, ampliamento o manutenzione ordinaria, per esempio: <ul style="list-style-type: none"> <li>- sostituzione di un componente con altro di caratteristiche diverse;</li> <li>- sostituzione di uno o più componenti guasti per la cui ricerca siano richieste prove ed un accurato esame dei circuiti;</li> <li>- aggiunta o spostamento di prese a spina o punti di utenza (centri luce, ecc..) su circuiti esistenti.</li> </ul> <p>Nota: tali interventi NON sono soggetti all'obbligo di progettazione ai sensi del DM 37/08</p>
<input type="checkbox"/>	MANUTENZIONE ORDINARIA	Interventi finalizzati a contenere il degrado normale d'uso o a far fronte ad eventi accidentali che comportino la necessità di primi interventi, che comunque non modificano la struttura essenziale dell'impianto e la sua destinazione d'uso. (es.sostituzione di piccole apparecchiature, le cui avarie, usure, obsolescenze siano facilmente riconoscibili, con altre di caratteristiche equivalenti) Nota: tali interventi NON sono soggetti all'obbligo di progettazione ai sensi del DM 37/08

## 1.2 TERMINI E DEFINIZIONI

Di seguito sono elencate le definizioni dei termini ricorrenti nel campo dell'installazione di generatori fotovoltaici quali sistemi elettrici di generazione di potenza connessi alla rete elettrica.

- **Cella fotovoltaica:** elemento base allo stato solido che converte la radiazione solare incidente direttamente in elettricità a corrente continua con efficienza dipendente dal tipo di tecnologia impiegata;
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura piana. Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile;
- **Stringa:** insieme di moduli fotovoltaici connessi elettricamente in serie per raggiungere la tensione di utilizzo idonea per il sistema di conversione. I moduli a costituire la stringa possono far parte di diverse schiere. La connessione in serie eleva la tensione complessiva;
- **Sottocampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo. Le stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di conversione. La connessione in parallelo eleva la corrente complessiva erogata;
- **Campo fotovoltaico:** l'insieme di tutti i sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico;
- **Convertitore statico c.c./c.a.:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. È normalmente denominato inverter;
- **Sistema di Conversione:** è costituito dal convertitore statico c.c./c.a. (inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone;
- **Sistema di Accumulo:** è costituito da gruppo batterie di dimensioni compatte per consentire una facile installazione a parete o sul pavimento sia per ambienti interni che esterni con prestazioni potenti di uscita continua ed alta efficienza DC di andata e ritorno (95%) con una capacità di durata dell'80% dopo 10 anni;
- **Sistema di Ricarica:** è costituito dal convertitore statico c.a./c.c. (inverter) e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia accumulata dalle batterie venga trasferita all'utenza con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone;

Le definizioni di riferimento impiegate nel dimensionamento degli impianti fotovoltaici sono le seguenti:

- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. È lo scostamento rispetto al Sud geografico. L'angolo è negativo per orientamenti verso Est, positivo per orientamenti verso Ovest;
- **Angolo di inclinazione(tilt):** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto);
- **Albedo:** percentuale della radiazione totale dovuta alle riflessioni sull'ambiente circostante i pannelli;
- **Angolo limite:** angolo minimo sotto il quale si ha la completa riflessione dell'energia incidente sul pannello;
- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C;
- **Potenza di picco:** è la potenza espressa in Wp (watt di picco), erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente (modulo) o sistema fotovoltaico;
- **Potenza nominale impianto fotovoltaico:** (espressa in kWp) è la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del campo fotovoltaico, cioè la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il campo, misurate nelle condizioni standard STC (Standard Test Conditions: irraggiamento: 1000 W/m<sup>2</sup>, temperature delle celle: 25°C, Condizioni del cielo: Air Mass 1,5);
- **Efficienza nominale modulo fotovoltaico:** è il rapporto fra la potenza nominale del modulo stesso espressa in kWp e l'area totale del modulo stesso espressa in mq, in STC; detta efficienza può essere valutata anche per l'intero campo fotovoltaico eseguendo il rapporto tra la potenza nominale del campo stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m<sup>2</sup>) intesa come somma dell'area dei moduli;

Le definizioni riguardanti il sistema elettrico di connessione del generatore fotovoltaico con l'impianto utilizzatore e con la rete di distribuzione dell'energia elettrica sono le seguenti:

- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase.

- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di rete:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.
- **Cavi e connessioni:** è l'insieme dei cavi di collegamento dei vari moduli fotovoltaici fra loro (lato corrente continua) e del sistema di cablaggio in parallelo tra quadro di rete e rete pubblica (lato corrente alternata).
- **Dispositivo d'interfaccia:** dispositivo installato nel punto di collegamento della rete in isola alla restante parte della rete del cliente produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. L'apertura del dispositivo d'interfaccia assicura la separazione di tutti i gruppi di produzione dalla rete pubblica.
- **Rete pubblica in bassa tensione (BT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione pubblica in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete BT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.
- **Utente:** persona fisica o giuridica che usufruisce del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Tale servizio è regolato da un contratto di fornitura stipulato con la Società Elettrica.

### 1.3 NORMATIVA E RACCOMANDAZIONI DI RIFERIMENTO

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e secondo quanto prescritto dalle principali norme di riferimento, ovvero:

- CEI 64 - 8
- CEI 82 - 25
- CEI 0 - 21
- CEI 0 - 16
- DPR 151/2011
- Testo Unico Delle Accese – Agenzia dei Monopoli e delle Dogane
- TISP / RID

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano);
- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni impartite dai produttori dei dispositivi principali di impianto quali inverter, pannelli fotovoltaico, quadri di stringa, ecc...;

Per il quadro normativo completo di riferimento si rimanda allo specifico capitolo riportato al termine della presente relazione tecnica di progetto.

### 1.4 AUTORIZZAZIONE ALLA COSTRUZIONE E ALLA REALIZZAZIONE

Si chiarisce che i permessi edilizi autorizzativi alla costruzione dell'impianto, compresi eventuali vincoli urbanistici per la realizzazione del presente impianto, non sono in ogni caso oggetto della presente relazione tecnico ed in carico al sottoscritto. È compito della committenza e/o la proprietà dei fabbricati e/o produttore provvedere ad incaricare uno specifico professionista abilitato ed iscritto negli appositi ordini professionali al fine di perseguire lo scopo autorizzativo nel rispetto dei Regolamenti vigenti al momento dell'intervento. Si chiarisce inoltre che anche eventuali altre comunicazioni agli enti preposti, di ogni genere, dovranno essere espletate sempre dalle figure di cui sopra. Si evidenzia inoltre che tutte le pratiche e le attività legate alla sicurezza durante l'esecuzione dei lavori dovranno essere espletate dalla committenza e/o la proprietà dei fabbricati e/o produttore in piena conformità con quanto previsto dal D. Lgs 81/08 e Leggi di rifeimento. Ne consegue che il sottoscritto è da ritenersi sollevato da qualsiasi responsabilità in merito a quanto sopra indicato.

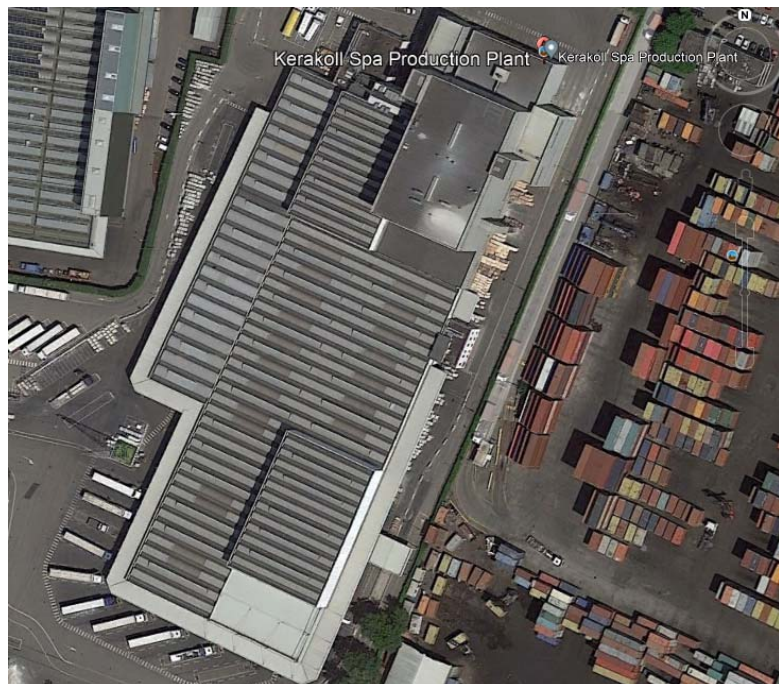
## 2 RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA

### 2.1 DATI GENERALI DI INGRESSO

DATI GENERALI	
Produttore	KERAKOLL SPA
Sito di installazione impianto	Via Corradini, 6 - Sassuolo (RE)
Destinazione d'uso fabbricato	Industriale
Vincoli di esercizio	Attività soggetta al DPR 151/2011 VV.F
Accessibilità del sito	Dedicata da strada pubblica
Vincoli architettonici	Non comunicare
Aree con pericolo di esplosione	Non comunicare
DATI CLIMATICI	
Temperatura min/max media	-8°C / +40°C
Presenza vento	SI
Zona Vento	Zona 3 – Emilia Romagna
Zona Neve	Zona I - Mediterranea
Altitudine (s.l.m)	41
Condizioni ambientali speciali	Non comunicare
DATI RETE ELETTRICA DI PARALLELO	
Tensione di fornitura (V)	15.000
Frequenza di rete (Hz)	50
Sistema di distribuzione rete utente	TN-S
Potenza in prelievo disponibile (kW)	1.413
Misura dell'energia elettrica prodotta	Affidata al Distributore
Numero di misuratori dell'energia elettrica prodotta	1 MID
Rete di terra	Presente e completa di Dichiarazioni di Conformità e prove DPR 462/01
Punto di connessione	CEI 0-16
Presenza TV a triangolo aperto	Prevista installazione in cabina di trasformazione scomparto dedicato
DATI GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	
Potenza di picco (kWp)	707,00
Potenza nominale ai fini della connessione (kW)	550,00
Tipologia di installazione 1	Staffaggi in alluminio su struttura dedicata
Tipologia di installazione 2	-
Tipologia di installazione 3	-
Tipologia copertura 1	Lamiera verniciata
Tipologia copertura 2	-
Resistenza al fuoco della copertura	Non comunicata
Resistenza al fuoco dei moduli fotovoltaici	Classe 1 – UNI 9177
Numero inverter fotovoltaici	5
Posizione di installazione inverter fotovoltaici	In copertura (ambiente aperto) distanti almeno 1m da aperture
Sviluppo cavi corrente continua	In copertura (ambiente aperto) distanti almeno 1m da aperture
Posa cavi in corrente continua	In copertura (ambiente aperto) su passerella a rete completa di coperchio
Superficie occupata dal generatore fotovoltaico (m <sup>2</sup> )	3365
Posizione quadro elettrico di interfaccia	Locale tecnico (zona interna)
Sviluppo cavi corrente continua e alternata	Esterno al corpo fabbricato
Punto di parallelo	Quadro stabilimento esistente (zona interna)
Rispetto Guida installazione PV 2012 – VV.F	SI
Pulsante emergenza messa fuori servizio PV	SI
Cartellonista si sicurezza PV	SI
Azimut 1 – Tilt 1   CAMPO FOTOVOLTAICO 1	+27° SW   25°
Azimut 2 – Tilt 2   CAMPO FOTOVOLTAICO 2	+27° SW   5°
Azimut 3 – Tilt 3   CAMPO FOTOVOLTAICO 3	-153° NE   5°
Azimut 4 – Tilt 4   CAMPO FOTOVOLTAICO 4	-
Fattore di albedo	Superfici scure di edificio (indice 0.25)
Operatività con la rete	Ritiro Dedicato
Impianto soggetto a denuncia di officina elettrica	SI



## 2.2 INQUADRAMENTO



CAMPI FOTOVOLTAICI				
Campo Fotovoltaico	n. moduli	Potenza cad.	Azimut / Tilt	Potenza Parziale
Campo fotovoltaico F1	613	500	+27° / 25°	306,50 kWp
Campo fotovoltaico F2	513	500	+27° / 5°	256,50 kWp
Campo fotovoltaico F3	288	500	-153° / 5°	144,00 kWp
				Potenza Totale
				<b>707,00 kWp</b>

### 2.3 PRESCRIZIONI AGGIUNTIVE PER GLI IMPIANTI RICADENTI SU FABBRICATI SOGGETTI AL DPR 151/2011

Il fabbricato in esame, e la relativa attività produttiva svolta al suo interno, ricadono nell'elenco delle attività soggette al controllo di prevenzione incendi secondo quanto indicato dal DPR n. 151/2011. In generale, per l'installazione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente, dovranno essere rispettate le prescrizioni aggiuntive indicate nella nota DCPREV prot. n. 1324 del 07 febbraio 2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – edizione anno 2012".

Si evidenzia che gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. 151 del 1° agosto 2011, tuttavia l'installazione di un impianto fotovoltaico può comportare un aggravio del preesistente rischio incendio.

L'aggravio potrebbe concretizzarsi, per il fabbricato servito, in termini di:

- Rischio di propagazione delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato.
- Interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione;
- Ostacolo delle operazioni di raffreddamento/estinzione di tetti combustibili;
- Rischio di innesco elettrico in presenza di gas, vapori infiammabili o polveri incombustibili;

Inoltre l'installazione dell'impianto fotovoltaico può comportare:

- Eventuale pericolo di elettrocuzione per l'operatore VV.F. per la presenza di elementi circuitali in tensione.
- Rischio caduta degli operatori durante la manutenzione.

Ai fini del rispetto DCPREV prot. n. 1324 del 07 febbraio 2012, necessario per ridurre al massimo gli aggravii di rischio derivanti dall'installazione del suddetto impianto fotovoltaico, nel proseguo si evidenziano le soluzioni tecniche adottate al fine di ridurre il rischio.

#### PROPAGAZIONE INCENDIO

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
<p><b>Propagazione verso l'interno:</b></p> <p>Trattandosi di fabbricato esistente non sono note a priori le caratteristiche costruttive dei solai di copertura. Per tali motivi tutti i moduli FV saranno tenuti ad almeno 1 m da eventuali evacuatori ed in ogni caso da varchi apribili e non comunicanti direttamente verso l'interno al fine di non essere una possibile via di veicolazione di incendi. La stessa soluzione verrà adottata per tutti i cavi elettrici in corrente continua, quadretti di campo e inverter fotovoltaici.</p> <p><b>Propagazione all'esterno:</b></p> <p>Le caratteristiche di reazione al fuoco dei pannelli fotovoltaici impediranno la propagazione di un eventuale principio di incendio. Tutti i pannelli fotovoltaici installati avranno caratteristiche di reazione al fuoco non inferiori alla Classe 1 secondo norma UNI 9177.</p> <p><b>Propagazione ad altri fabbricati/compartimenti:</b></p> <p>Non sono presenti fabbricati attigui o compartimenti sottostanti che possano essere coinvolti in un eventuale incendio.</p>	Nessuno

#### INTERFERENZA CON SISTEMA DI VENTILAZIONE

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
Sulla copertura dove verrà effettuata dell'installazione dei moduli FV non sono presenti condotti di areazione comunicanti con gli ambienti interni. Nel caso in cui fossero presenti, in ogni caso, si rispetterà una distanza minima di almeno 1m anche necessaria per evitare eventuali ombreggiamenti che potrebbero determinare surriscaldamenti dei moduli fotovoltaici	Nessuno

## RISCHIO ELETTROCUZIONE

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
<p>Tutti gli inverter fotovoltaici verranno installati in copertura, ovvero in ambiente aperto e distanza almeno 1m da eventuali varchi comunicanti direttamente con le aree interne.</p> <p>L'azionamento del pulsante di emergenza a servizio di tutti gli impianti elettrici diversi dall'impianto fotovoltaico ne determina la completa disalimentazione. La mancanza di tensione dalla rete, ed in ogni caso dalla porzione di impianto interessata dal parallelo dell'impianto fotovoltaico, determina lo spegnimento degli inverter come da normativa di prodotto. Nel caso in esame, in favore della sicurezza, è prevista la f.p.o. di un ulteriore pulsante di sgancio che in caso di azionamento determinerà il sezionamento fisico della/e linee in corrente alternata in uscita dagli inverter. (azionamento del DDI o del DDG secondo CEI 0-21/CEI 0-16). Il pulsante di sgancio di emergenza dell'impianto fotovoltaico sarà posto in area esterna in posizione facilmente raggiungibile e ben segnalata. Tale pulsante NON agirà in ogni caso sui circuiti in corrente continua dell'impianto fotovoltaico in quanto gli stessi avranno, come menzionato in precedenza, uno sviluppo interamente in ambiente aperto.</p>	<p>Nella parte di impianto in corrente continua, posto esclusivamente in copertura, persisterà in ogni caso la presenza di tensione ed il relativo rischio di elettrocuzione durante le operazioni di spegnimento.</p>

## RISCHIO ESPLOSIONI

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
<p>Come da comunicazioni del conduttore dell'attività e come riportato sui documenti di valutazione dei rischi DVR 81/08, unica persona informata sui cicli produttivi dell'azienda, nelle aree di installazione non sono presenti aree non classificate a rischio esplosione (ai sensi del D. Lgs. 81/2008 – Allegato XLIX).</p>	<p>Nessuno</p>

## SICUREZZA DEGLI OPERATORI ALLA MANUTENZIONE

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
<p>L'accessibilità alla copertura sarà attuata solo con l'ausilio di trabattelli, ponteggi fissi o scale.</p> <p>L'accesso in copertura dovrà avvenire esclusivamente a cura di persone autorizzate e formate per operare in altezza munite di idonei dispositivi di sicurezza ed in ogni caso come da indicazioni dei documenti di valutazione dei rischi non oggetto della presente.</p>	<p>Nessuno</p>

## RISCHIO DI ERRATA/CARENTE REALIZZAZIONE, MANUTENZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
<p>L'impianto fotovoltaico sarà progettato e realizzato a regola dell'arte nel rispetto delle norme CEI di settore. Si evidenzia che il conduttore dell'attività, e/o il produttore, dovranno provvedere alle manutenzioni periodiche e a tutti i controlli necessari al fine di garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico e di tutti i dispositivi accessori a corredo.</p> <p>Inoltre si ricorda che ogni trasformazione, ampliamento o modifica dell'impianto fotovoltaico, ecc.. è soggetto ad obbligo di progettazione secondo quanto disposto dal DM 37/08</p>	<p>Nessuno</p>

## RISCHIO DA CARENTE COMUNICAZIONE IN CASO DI EMERGENZA

SOLUZIONE TECNICA	RISCHIO RESIDUO
<p>La presenza dell'impianto fotovoltaico e delle parti in tensione dovranno essere evidenziate nel Piano di Emergenza Interno ed effettuata l'opportuna formazione ed informazione del personale. Tali operazioni rimangono in carico al conduttore dell'attività informato su tale necessità.</p> <p>L'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, sarà segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008. La segnaletica, resistente ai raggi ultravioletti, sarà installata ogni 10 m. di conduttura. Il dispositivo di sezionamento di emergenza sarà individuato con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs 81/2008.</p> <div data-bbox="386 676 807 822" data-label="Image"> </div>	<p>Nessuno</p>

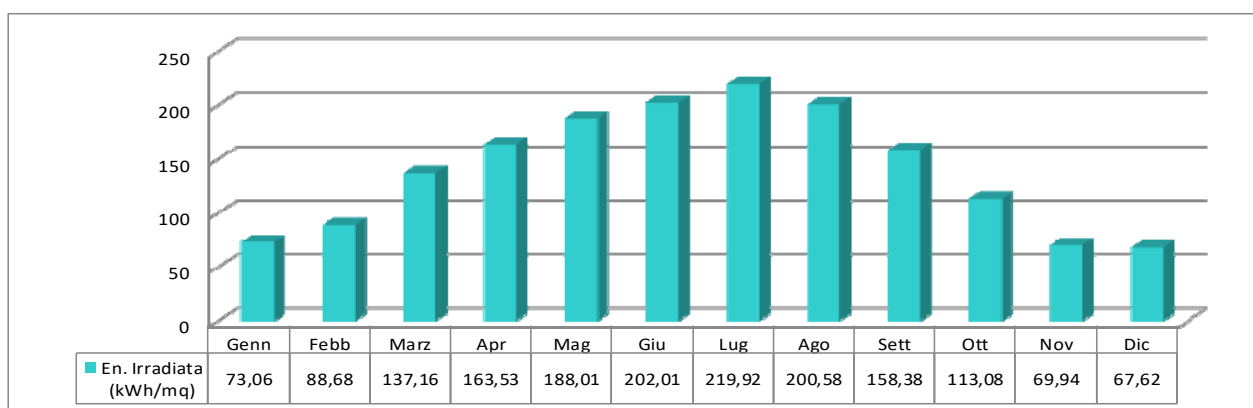
## NOTE BENE

Le considerazioni sono da intendersi soluzioni tecniche volte alla riduzione del rischio. Le indicazioni di cui sopra sono da intendersi di carattere generale. Si evidenzia che è compito del conduttore dell'attività incaricare idoneo professionista abilitato al fine di effettuare specifica analisi dei rischi, redigere e/o aggiornare il documento di valutazione dei rischi DVR 81/08 aggiornato prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico ed espletare tutti gli iter necessari secondo quanto disposto dal DPR 151/2011. Il sottoscritto non ha ricevuto nessun incarico in merito pertanto è da ritenersi in ogni caso sollevato da eventuali responsabilità in merito. Alla luce di quanto pertanto, eventuali ulteriori prescrizioni volte a garantire un "NON AGGRAVIO" del rischio per l'attività di cui al DPR 151/2011 dovranno essere obbligatoriamente impartite dal tecnico di prevenzione incendi e/o dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di competenza Territoriale.

## 2.4 RADIAZIONE SOLARE ED ANALISI DELLE OMBRE

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati ricavati dal software PVGIS disponibile all'indirizzo [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/it/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/). In particolare i dati di irraggiamento assunti vengono estratti dal data-base disponibile denominato PVGIS-SARAH2. I valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare stimati sono indicati nel seguito e tengono già conto dell'orientamento, inclinazione e fattore di albedo annuo

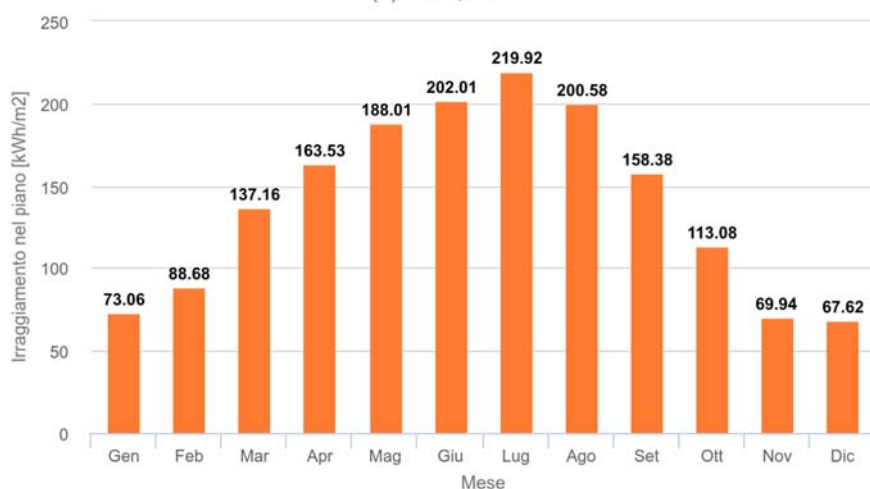
Valutate i vari orientamenti, si assumo tutti i dati di irraggiamento dei vari mesi dell'anno, al fine di ottenere in modo cautelativo un dato medio di irraggiamento annuo del sito in esame.

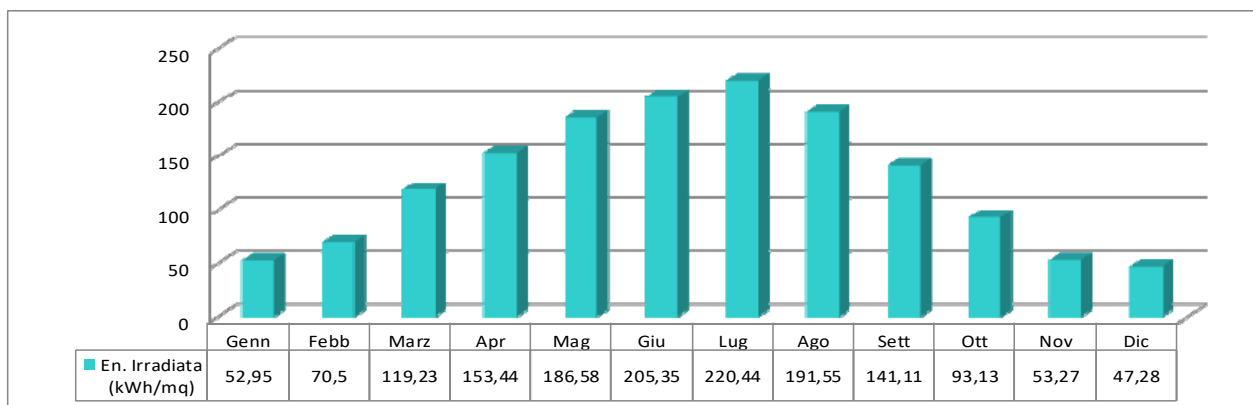


CAMPO PV		CAMPO FOTOVOLTAICO 1							INCLINAZIONE			
AZIMUT   TILT		25° SW							30°			
Mese	Genn	Febb	Marz	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sett	Ott	Nov	Dic
En. Irradiata (kWh/mq)	73,06	88,68	137,16	163,53	188,01	202,01	219,92	200,58	158,38	113,08	69,94	67,62
Totale Lordo	1681,97											
Perdite	16,00%											
Totale	1412,85											

### Irraggiamento mensile sul piano fisso

(C) PVGIS, 2024



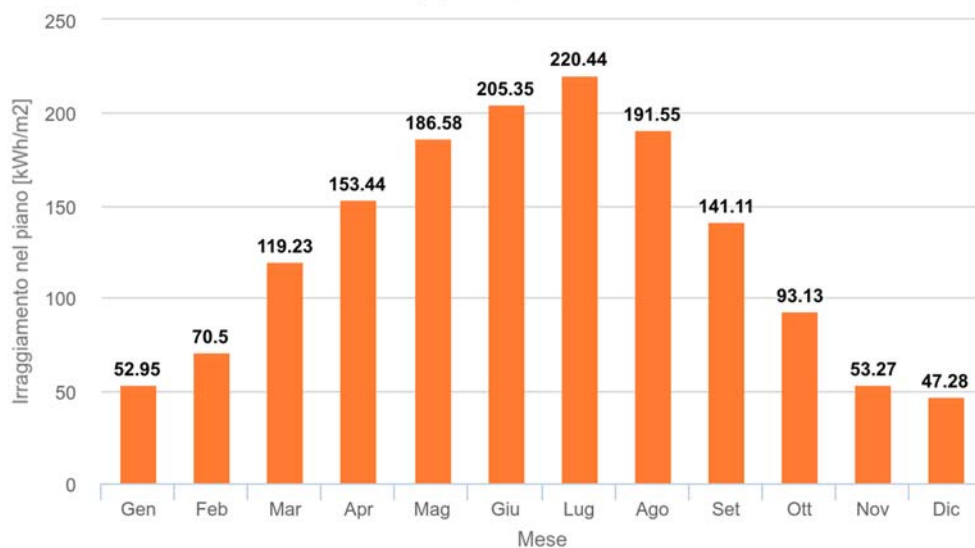


CAMPO PV	CAMPO FOTOVOLTAICO 1	INCLINAZIONE
AZIMUT   TILT	25° SW	30°

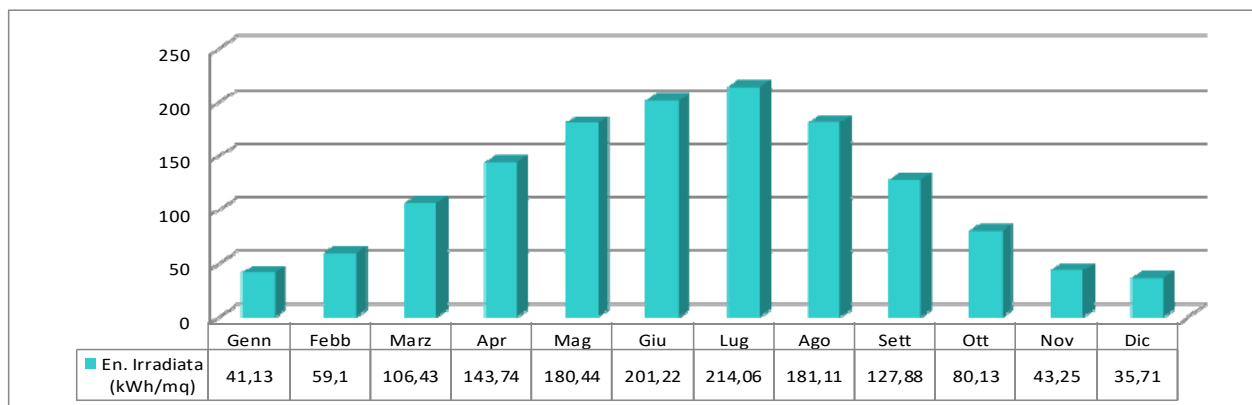
Mese	Genn	Febb	Marz	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sett	Ott	Nov	Dic
En. Irradiata (kWh/mq)	52,95	70,5	119,23	153,44	186,58	205,35	220,44	191,55	141,11	93,13	53,27	47,28
Totale Lordo	1534,83											
Perdite	16,00%											
Totale	1289,26											

### Irraggiamento mensile sul piano fisso

(C) PVGIS, 2024





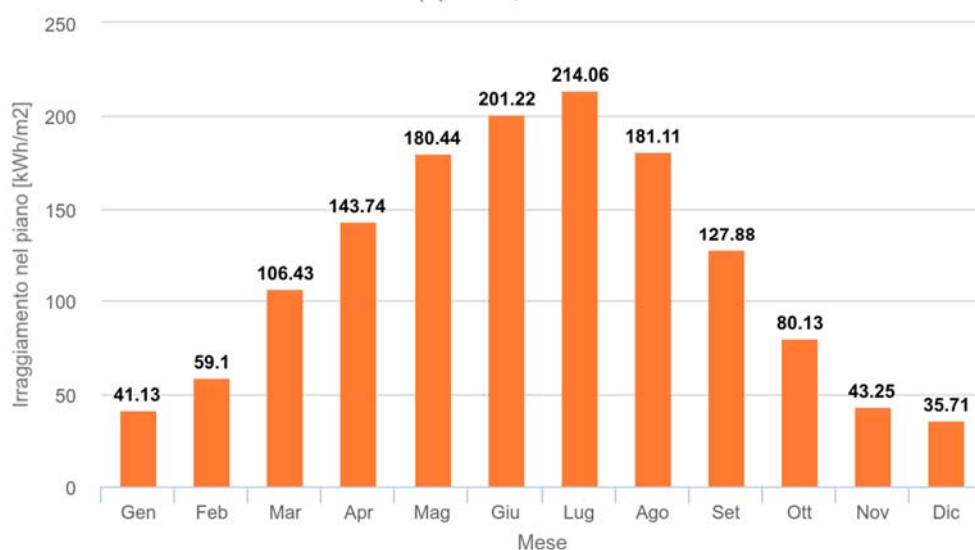


CAMPO PV	CAMPO FOTOVOLTAICO 1	INCLINAZIONE
AZIMUT   TILT	25° SW	30°

Mese	Genn	Febb	Marz	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sett	Ott	Nov	Dic
En. Irradiata (kWh/mq)	41,13	59,1	106,43	143,74	180,44	201,22	214,06	181,11	127,88	80,13	43,25	35,71
Totale Lordo	1414,2											
Perdite	16,00%											
Totale	1187,93											

### Irraggiamento mensile sul piano fisso

(C) PVGIS, 2024



Nei pressi del piano di irraggiamento calcolato SONO presenti limitati oggetti e/o ostacoli che creano ombreggiamenti durante l'arco dell'anno. Le perdite derivanti dai limitati ombreggiamenti presenti vengono quantificate in circa il 6% dell'irraggiamento totale annuo. Si evidenzia che, in ogni caso, i pannelli che prevedibilmente potranno essere soggetti ad ombreggiamenti, e comunque che abbiamo orientamenti e/o inclinazioni differenti, verranno raggruppati in stringhe dedicata così da non inficiare la produzione di altri pannelli fotovoltaici (distribuzione a micro-campi fotovoltaici).

## 2.5 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si comporrà di moduli fotovoltaici incorniciati in frame in alluminio, tensione di isolamento 1000Vdc completi di diodi By-Pass silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni senza degrado significativo delle prestazioni. I moduli fotovoltaici che verranno installati saranno realizzati e certificati secondo le normative CEI-EN 61215, 61730 ecc., avranno classe di reazione al fuoco non inferiore a 1 e in ogni caso secondo le normative vigenti. Tutti i componenti saranno marchiati CE.

CARATTERISTICHE MODULI FOTOVOLTAICO	
Marca	SUNPOWER
Modello	SPR-P6-500-COM
Potenza nominale di picco (W)	<b>500</b>
Tolleranza	+3/0 %
Rendimento	21,0 %
Quantità	<b>1414</b>
Dimensioni (L x B x H)	2'185 x 1'092 x 35mm
Peso (kg)	29,6
Isolamento	Certificato a isolamento doppio
Grado di protezione	IP67
Classe di reazione al fuoco	Classe 1

## 2.6 GRUPPI DI CONVERSIONE STATICI AD INVERTER

Il gruppo di conversione corrente continua / corrente alternata è composto da convertitori statici (Inverter) ed è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete interna dell'unità di consumo e/o al distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. Deve essere prevista la separazione galvanica e/o elettronica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete per evitare l'immissione di correnti continue sul lato alternata. Generalmente la protezione è incorporata all'interno dell'inverter tramite un trasformatore di isolamento oppure un sistema integrato (ultima soluzione preferibile). Nel caso in esame, al fine di ridurre al minimo le perdite di trasferimento della potenza, gli inverter non avranno trasformatore di isolamento ma saranno dotati sistema elettronico integrato. Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte. In relazione alle caratteristiche tecniche del gruppo inverter di cui sopra di seguito si procederà alla configurazione delle stringhe che comporranno il generatore fotovoltaico considerando anche quanto indicato dalla casa costruttrice.

CARATTERISTICHE INVERTER FOTOVOLTAICO	
Marca	SMA
Modello	STP CORE 2
Potenza massima generatore CC (W)	165'000
Tensione di ingresso max	1100V
Range di tensione MPPT	Da 500V a 800V
Numero di inseguitori	12
Stringhe per inseguitore	2
Potenza nominale CA (W)	110'000
Tensione nominale (V)	400
Frequenza (Hz)	50
Corrente di uscita (A)	160
Numero di inverter previsti	<b>5</b>
Tipo di fase	3 (senza neutro)
Grado di efficienza europeo	98,4 %
Sistema di separazione penetrazione CC su CA	Elettronica integrata

Per tutte le specifiche tecniche, certificazioni, ecc.. si rimanda alle schede tecniche dell'inverter allegate alla presente relazione tecnica di progetto.

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto ( si veda tabella successiva ).



Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8;
- Conforme alle RTC alla rete CEI 0-21:2019;
- Conforme alle RTC alla rete CEI 0-16:2019;
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- Conformità marchio CE;
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico;
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV;

L'inverter CC/CA in esame, al fine di limitare l'immissione della componente in corrente continua sul lato in corrente, alternata è dotato di: SISTEMA INTEGRATO a bordo dell'inverter (*Vedere certificato inverter*).



## 2.7 CONFIGURAZIONE STRINGHE

Per la verifica degli accoppiamenti stringhe e moduli fotovoltaici si rimanda allo specifico allegato in calce alla presente e all'elaborato di calcolo e dimensionamento delle protezioni.

In particolare il file allegato riporta le seguenti verifiche di accoppiamento riferite alle stringhe e all'inverter:

- La tensione MPP massima di stringa non deve superare la massima tensione tollerata dall'inverter:
  - $V_{max_{MPPT}} \geq V_{max_{STRINGA}}$
- La tensione MPP minima di stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:
  - $V_{min_{MPPT}} \leq V_{min_{STRINGA}}$
- La corrente MPP massima di stringa non deve superare la massima corrente in ingresso dell'inverter:
  - $I_{max_{STRINGA}} \leq I_{max_{MPPT}}$

## 2.8 SISTEMA DI INTERFACCIA CON LA RETE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Come richiesto dalla norma CEI 0-16:209, ed in generale come indicato dalle RTC, per il generatore fotovoltaico in esame è prevista l'installazione di un sistema certificato di interfaccia composto da un relè di monitoraggio conforme alla CEI 0-16:2019 (SPI) e da una apparecchiatura di manovra (DDI) la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete elettrica Nazionale allo scopo di non gravare su eventuali guasti che possono verificarsi al di fuori delle rete dell'utente.

CARATTERISTICHE SISTEMA DI INTERFACCIA	
Tipologia di installazione	<i>Esterna ai convertitori</i>
Livello di tensione di installazione	<i>Lato media tensione</i>
Prelievo dei segnali TV a triangolo aperto	<i>A valle del DG senza dedicata</i>
Posizione TV a triangolo aperto	<i>Locale uguale alla posizione SPI CEI 0-16:2019</i>
Cavo di collegamento TV triangolo aperto e SPI	<i>Cavo twistato, schermato</i>
Prelievo delle tensioni di rete	<i>Lato media tensione</i>
Posizione DDI	<i>Lato BT</i>
Q.tà DDI	<i>1</i>
Caratteristiche DDI	<i>Interruttore onnipolare motorizzato a riarmo automatico / contattore</i>
Dispositivo di apertura DDI	<i>Bobina a mancanza di tensione</i>
Presenza UPS a servizio del sistema	<i>SI</i>
Presenza dispositivo di ricalzo DDR	<i>SI ( P &gt; 400kW)</i>
Q.tà DDR	<i>-</i>
Caratteristiche DDR	<i>Interruttore onnipolare a riarmo manuale</i>

Per quanto riguarda il prelievo dei segnali TV a triangolo aperto è prevista l'installazione, sul lato MT 15kV dell'impianto utente, di idonei trasformatori voltmetrici collegati a triangolo aperto. Nel caso in esame i dispositivi di misura saranno installati all'interno di apposita cella blindata MT accoppiata al quadro generale di media tensione 15kV.

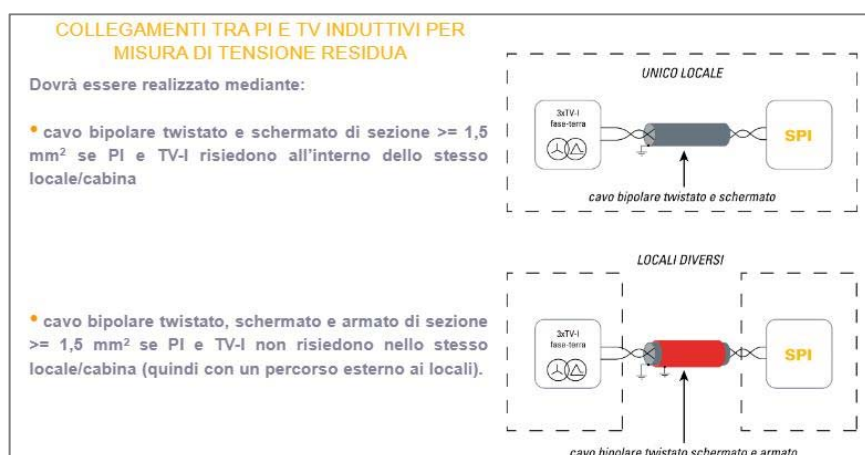


*esempio cella TV triangolo aperto*

Relativamente il trasporto del segnale 0-100V di cui sopra a partire dal sito di installazione fino a raggiungere il dispositivo di interfaccia si dovranno seguire le seguenti note installative come prescritto dalla norma CEI 0-16:2019

- Se la PI e i TV-I risiedono all'interno dello stesso locale/cabina, per la connessione tra i due quadri, è sufficiente utilizzare un cavo bipolare twistato e schermato di sezione adeguata  $\geq 1,5 \text{ mm}^2$ ;
- Se la PI e i TV-I non risiedono nello stesso locale/cabina, quindi con un percorso esterno ai locali, è necessario che il cavo bipolare sia, oltre che twistato e schermato, anche armato (o, in alternativa, in percorso protetto, come, ad esempio, canalina, tubazione, corrugato, ecc.), sempre di sezione adeguata ( $\geq 1,5 \text{ mm}^2$ );
- Nel caso si intenda proteggere il cavo di collegamento tra TV-I e PI da eventuali guasti (cortocircuito) attraverso un apparecchio di protezione (interruttore automatico dotato di contatti ausiliari), l'intervento o l'apertura intenzionale dello stesso dovrà provocare, tramite un contatto normalmente aperto, lo scatto diretto del DDI (agendo sulla bobina a mancanza di tensione o su un ingresso digitale della PI)
- ;

#### Note installazione TV da rispettare – estratto CEI 0-16 2019



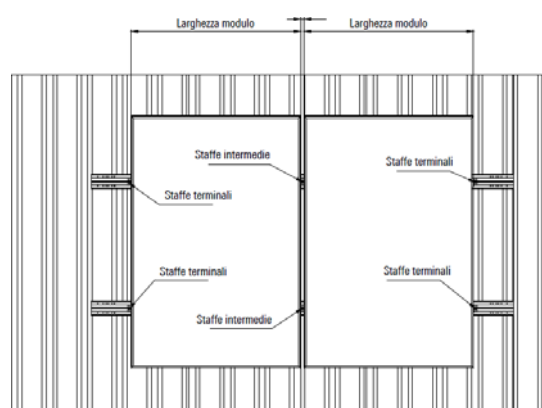
Nel caso si intenda proteggere il cavo di collegamento tra TV-I e PI da eventuali guasti (cortocircuito) attraverso un apparecchio di protezione (interruttore automatico dotato di contatti ausiliari), l'intervento o l'apertura intenzionale dello stesso dovrà provocare, tramite un contatto normalmente aperto, lo scatto diretto del DDI (agendo sulla bobina a mancanza di tensione o su un ingresso digitale della PI). La funzione garantita dall'armatura del cavo può essere assolta con misure alternative che garantiscano una opportuna protezione meccanica.

Prima dell'attivazione e dell'allaccio dell'impianto fotovoltaico il sistema di interfaccia, composto da relè di interfaccia (SPI) e dispositivo di interfaccia (DDI), dovrà essere obbligatoriamente testato in campo mediante l'ausilio di idonea cassetta relè di tipo approvato e completa di idonei certificati di taratura della strumentazione. Non saranno ammesse in ogni caso prove del relè di interfaccia effettuate "a banco".

## 2.9 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI

Il posizionamento dei pannelli fotovoltaici dovrà essere tale da impedire ad eventuali ombreggiamenti di raggiungere il campo fotovoltaico. I moduli verranno montati su dei supporti in acciaio inox o zincato aderenti al piano di copertura con stessa inclinazione ed orientamento. Gli ancoraggi della struttura dovranno essere tali per realizzazione ed installazione da ripristinare il corretto isolamento e la corretta impermeabilizzazione della copertura del fabbricato. Le strutture dovranno essere certificate per resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120km/h. Si dovranno evitare il più possibile installazioni vicine al colmo o alla bordatura della copertura in modo da evitare che eventuali turbolenze vadano ad interessare il lastricato solare causandone eventuali danni o deformazioni della struttura. La scelta della tipologia della struttura di sostegno va valutata in funzione dell'ubicazione dei moduli e della conformazione della copertura. È compito del proprietario del fabbricato eseguire un calcolo strutturale di tenuta e valutare l'aggravio del peso aggiuntivo dei moduli fotovoltaici sulla copertura al fine di garantirne la corretta stabilità in termini di tenuta alle sollecitazioni atmosferiche e in termini di resistenza ai carichi relativamente alla struttura portante del tetto. Tali calcoli dovranno essere eseguiti, timbrati e firmati da apposito professionista iscritto negli appositi elenchi professionali e dovranno essere consegnati al Soggetto Responsabile dell'impianto. Il sottoscritto non ha ricevuto nessun incarico in merito al calcolo di tenuta e strutturale dell'impianto e pertanto è da ritenersi sollevato da ogni eventuali responsabilità in merito. Relativamente i passaggi dei cavi in corrente continua al di sotto dei moduli fotovoltaici si prescrive che gli ancoraggi siano realizzati in modo tale da permettere l'agevole passaggio dei cavi attraverso i moduli fotovoltaici, fino a raggiungere i canali metallici di contenimento degli stessi, tenendo soprattutto bene in considerazione le dilatazioni termiche dei moduli fotovoltaici e della copertura nei periodi di caldo intenso. Pertanto l'installazione dovrà essere tale da evitare anche leggeri schiacciamenti di ogni tipo ai cavi in corrente continua anche in condizioni di calore critiche in modo tale da escludere che dilatazioni termiche NON TRASCURABILI con il tempo possano danneggiare o recidere pericolosamente la guaina dei cavi in corrente continua determinando archi elettrici e inneschi di incendio. Pertanto, valutata l'ampia scelta degli staffaggi che il mercato odierno offre, è in carico alla ditta durante l'esecuzione delle opere la scelta della struttura di fissaggio tali da garantire nel tempo le obbligatorie prescrizioni indicate in precedenza scegliendo idonei sistemi in accordo con la casa costruttrice. Si aggiunge inoltre che il mantenimento delle condizioni di cui sopra, oltre a necessitare la dovuta attenzione in fase di esecuzione delle opere, dovrà essere mantenuta efficiente ed in sicurezza anche durante l'esercizio dell'impianto mediante idonee frequenti manutenzioni ordinarie ad esami a vista a cura della ditta incaricata. e/o del produttore.

### *esempio installazione*



## 2.10 CABLAGGIO ELETTRICO

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici dovranno essere effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori MultiContact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe. Anche i cavi che scendono verso il quadro di parallelo/inverter dovranno essere intestati con connettori MultiContact. I cavi devono stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali ricavati nei profili delle strutture di fissaggio. Quadro non possibile si devono rispettare a pieno le prescrizioni indicate al capitolo precedente tenendo bene in considerazione le dilatazioni termiche dei componenti in condizioni di calore intenso in modo tale da evitare in ogni caso anche leggeri schiacciamenti che potrebbero determinare danneggiamenti o recisioni pericolose della guaina dei cavi in corrente continua determinando archi elettrici e inneschi di incendio. Gli inverter (categoria di protezione IP65) saranno fissato, in esterno, il più vicino possibile al campo fotovoltaico. Gli stessi dovranno essere posizionati ad una distanza di almeno 1m da eventuali proiezioni di pareti e/o strutture di separazione compartimenti antincendio presenti all'intero della struttura e da ogni tipo di apertura (apribile e non apribile). I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi agli inverter per mezzo di opportuni connettori stagni "MultiContact".

## 2.11 PROTEZIONI

Per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Inoltre la sezione ed il dimensionamento dei conduttori in c.c. è tale da garantire nelle condizioni più severe una portata pari a  $1,25I_{sc}$ .

$$I_z \geq 1,25I_{sc}$$

Dove:

$I_z$ : portata cavo

$I_{sc}$ : massima corrente stringa fotovoltaica

Alla luce di quanto sopra pertanto è possibile omettere eventuali protezioni dedicata alla protezione di eventuali sovraccarichi e/o correnti di corto circuito come indicato dalla Guida CEI 82-25 e dalla norma CEI 64-8/7 712.433.1 "la protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe FV e dei moduli FV quando la portata dei cavi sia eguale o superiore a 1,25 volte  $I_{sc} STC$ ". Inoltre "la protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sul cavo principale FV se la portata sia eguale o superiore a 1,25 volte  $I_{sc} STC$  del generatore stesso" (CEI 64-8/7, 712.433.2).

Inoltre si chiarisce che non saranno in ogni caso ammessi nel caso in esame paralleli di più stringhe esterne all'inverter o impiego di connettori a "Y". Ogni singola stringa dovrà pertanto essere connessa tramite specifici connettori direttamente all'inverter negli ingressi dedicati.



esempio installazione inverter 12 MPPT / 24 ingressi di stringa +/-

*Note: non sono in ogni caso previsti paralleli di più stringhe e/o l'impiego di connettori a "Y". Ogni stinga dovrà essere connessa direttamente ai connettori a bordo degli inverter in modo da garantire il corretto monitoraggio e la corretta protezione contro inversioni di polarità, correnti inverse, ecc... al fin di evitare surriscaldamenti, malfunzionamenti e/o rotture.*

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il sovraccarico ed il corto circuito è assicurata da idonei dispositivi automatici installati a valle dell'inverter.

Per evitare che la temperatura dei cavi superi il valore ammissibile le correnti del sistema cavo-apparecchio di protezione contro il sovraccarico devono essere verificate le seguenti condizioni:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$ ;
- $I_f \leq 1,45 I_z$ ;

in cui

- $I_n$  è la corrente nominale o di regolazione dell'apparecchio;
- $I_b$  alla corrente di impiego della conduttura
- $I_z$  è la portata della conduttura in regime permanente che deve essere determinata in riferimento alle effettive condizioni di funzionamento;
- $I_f$  è la corrente di sicuro funzionamento del dispositivo di protezione

Nel caso di utilizzo di interruttori automatici la corrente di funzionamento deve essere:

- $1,45 I_n$  per interruttori ad uso domestico e similare conformi alla norma CEI 23-3;
- $1,3 I_n$  per interruttori per uso industriale conformi alla norma CEI 60947-2;

Nel caso di utilizzo di fusibili la verifica è indispensabile. Le sezioni, le caratteristiche, le condizioni di posa dei conduttori utilizzati e la taratura degli organi di protezione con le relative verifiche è contenuta nei calcoli e dimensionamento cavi allegati. Tutte le linee saranno protette dagli effetti dei cortocircuiti con idoneo interruttore magnetotermico. Un cavo si considera protetto contro il corto circuito ad inizio linea se  $I^2 t \leq K^2 S^2$  dove  $I^2 t$  espressa in  $A^2 s$  è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore,  $K$  è una costante caratteristica dei cavi che dipende sia dal materiale conduttore che dal tipo di isolante (vedere le tabelle specifiche in merito),  $S$  è la sezione del conduttore in  $mm^2$ . Il valore di  $I^2 t$  deve essere fornito dal costruttore per gli interruttori di tipo limitatore. Nella relazione di calcolo allegata sono riportati per ogni linea e relativa protezione i valori ottenuti dal calcolo ed è specificato se la condizione di cui sopra è o meno verificata. La norma CEI 64-8/5 prescrive che l'intervento delle protezioni debba essere verificato anche per corto circuiti a fine linea. Nella relazione di calcolo allegata sono riportati per ogni linea e relativa protezione i valori ottenuti dal calcolo. Nella relazione di calcolo allegata sono riportati per ogni linea e relativa protezione i valori ottenuti dal calcolo per la lunghezza massima protetta dei cavi in funzione dei valori di corrente di regolazione magnetica. Il valore della lunghezza massima protetta è poi confrontato con il valore di lunghezza considerato al fine di valutare il rispetto o meno della condizione.

## 2.12 CARATTERISTICHE E POSA DEI CONDUTTORI

Tutti i cavi impiegati per la realizzazione dell'impianto di produzione in esame dovranno essere realizzati secondo i seguenti requisiti generali e riferimenti normativi:

- CEI-UNEL 00722 - Colori distintivi delle anime dei cavi isolati con gomma o polivinilcloruro per energia o per comandi e segnalazioni con tensioni nominali  $U_0/U$  non superiori a 0,6/1 kV.
- CEI UNEL 00721 - Colori di guaina dei cavi elettrici.
- CEI UNEL 00725 - (EN 50334) - Marcatura mediante iscrizione per l'identificazione delle anime dei cavi elettrici.
- CEI-UNEL 35024/1 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".
- CEI-UNEL 35024/2 - "Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in c.a. e a 1500 in c.c. - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".
- CEI-UNEL 35026 - "Cavi di energia per tensione nominale  $U$  sino ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata - o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata".
- CEI 16-1 - Individuazione dei conduttori isolati.

- CEI 20-21 (serie) Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente.
- CEI 11-17 - (Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo).
- CEI 20-40 (HD 516) - (Guida per l'uso di cavi a bassa tensione).
- CEI 20-67 - (Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV).
- CEI 20-89 - (Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di Media Tensione).

Si dovranno impiegare cavi esclusivamente di Cavo tipo A (I Categoria) = Cavi con guaina per tensioni nominali  $U_0/U = 450/750$  e 0,6/1 kV.

Tutti i conduttori e i dispositivi di contenimento degli stessi previsti per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in esame dovranno essere posati in modo tale da essere protetti da irraggiamento diretto al fine di evitarne il surriscaldamento, il deterioramento dell'isolante (raggi UV) e/o una temperatura di esercizio dell'ambiente in cui sono posati superiore a 40°C (k 0,9) ambiente esterno e 35°C (k 0,96) ambiente interno. Pertanto tutti i cavi e le vie cavo che possono eventualmente essere coinvolte da irraggiamenti diretti durante l'arco della giornata dovranno essere protette mediante schermature solari idonee allo scopo. Non vengono considerati tali ad esempio coperchi di chiusura applicati su passerelle chiuse e forate in quanto la temperatura di esercizio interna al condotto determinerebbe cali della portata dei conduttori in essa posati. Si ricorda che il mancato rispetto di detta condizione di posa, da rispettare obbligatoriamente da parte della ditta installatrice, determina una riduzione significativa della capacità di portata dei conduttori impiegati per il cablaggio.

Inoltre si ricorda che in ogni caso, in relazione alle condizioni ambientali e di posa e ai fini di una corretta installazione, si dovranno rispettare le indicazioni della Norma CEI 11-17, CEI 20-40, CEI 20-67 e 20-89 da seguire in modo pedissequo.

Nello specifico la posa dei conduttori previsti a progetto è essere la seguente:

#### Conduttori corrente continua c.c. (sviluppo completamente in esterno al fabbricato):

	UNIPOLARI	
Tipo di posa	Descrizione	Metodo d'installazione
16	con o senza armatura su passerelle a traversini (posa prevista in copertura)	5U 6U 7U

\*\* Tabella di corrispondenza tra il tipo di posa secondo la norma CEI 64-8 e i metodi di installazione della norma CEI UNEL 35024/1, per i cavi unipolari

#### Conduttori corrente alternata c.a.:

	UNIPOLARI	
Tipo di posa	Descrizione	Metodo d'installazione
41	in cunicoli chiusi (posa cavi prevista per parallelo Q.G.)	4U


\*\* Tabella di corrispondenza tra il tipo di posa secondo la norma CEI 64-8 e i metodi di installazione della norma CEI UNEL 35024/1, per i cavi unipolari



	MULTIPOLARI	
Tipo di posa	Descrizione	Metodo d'installazione
34A	In canali sospesi (posa prevista a partire da inverter fino a Q. interfaccia )	2M



**\*\* Tabella di corrispondenza tra il tipo di posa secondo la norma CEI 64-8 e i metodi di installazione della norma CEI UNEL 35024/1, per i cavi unipolari**

**\*\* Tabella di corrispondenza tra il tipo di posa secondo la norma CEI 64-8 e i metodi di installazione della norma CEI UNEL 35024/1, per i cavi multipolari**

<b>CEI 64-8/5</b>  <b>n. 41</b>		<i>Cavi senza guaina e multipolari (o unipolari con guaina) in tubi circolari entro cunicoli chiusi orizz. o vert.</i>
---------------------------------------	---	--

<b>CEI 64-8/5</b>  <b>n. 34A</b>		<i>Cavi multipolari (o unipolari con guaina) posati in canali sospesi</i>
<b>CEI 64-8/5</b>  <b>n. 16</b>		<i>Cavi multipolari (o unipolari con guaina) con o senza armatura, e cavi con isolamento minerale su passerelle a traversini</i>

Si ricorda e si informa che modifiche derivanti da pose diverse da quanto sopra indicato modificano, anche in modo significativo, la portata dei conduttori i quali dovranno eventualmente essere sovradimensionati. Pertanto è necessario il pieno rispetto di quanto sopra indicato. Inoltre, in ogni caso, si dovranno prevedere conduttori aventi caratteristiche, formazione, sezione, ecc.. come dà specifiche indicazioni del costruttore degli apparati che verranno installati quali inverter di conversione CC/CA e pannelli fotovoltaici (*per tali indicazioni si rimanda ai manuali rilasciati dal costruttore*). Sarà cura della ditta installatrice dell'impianto acquisire e rispettare tali indicazioni fornite dal costruttore dei prodotti menzionati poc' anzi ed eventualmente prendere provvedimenti migliorativi in termini di caratteristiche, sezione, formazione, ecc.. dei cavi da impiegare.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

I circuiti saranno distinti come specificato nelle tavole relative alla distribuzione della energia per i vari quadri facenti parte dell'impianto. Tutte le linee dovranno risultare protette dagli effetti dei sovraccarichi con idoneo interruttore magnetotermico.

Per evitare che la temperatura dei cavi superi il valore ammissibile le correnti del sistema cavo-apparecchio di protezione contro il sovraccarico devono essere verificate le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z;$$

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

in cui

- $I_n$  è la corrente nominale o di regolazione dell'apparecchio;
- $I_b$  alla corrente di impiego della conduttura
- $I_z$  è la portata della conduttura in regime permanente che deve essere determinata in riferimento alle effettive condizioni di funzionamento;
- $I_f$  è la corrente di sicuro funzionamento del dispositivo di protezione.
- Nel caso di utilizzo di interruttori automatici la corrente di funzionamento deve essere:
- $1,45 I_n$  per interruttori ad uso domestico e similare conformi alla norma CEI 23-3;
- $1,3 I_n$  per interruttori per uso industriale conformi alla norma CEI 60947-2.



Nel caso di utilizzo di fusibili la verifica è indispensabile. Le sezioni, le caratteristiche, le condizioni di posa dei conduttori utilizzati e la taratura degli organi di protezione con le relative verifiche è contenuta nei calcoli e dimensionamento cavi allegati. Tutte le linee saranno protette dagli effetti dei cortocircuiti con idoneo interruttore magnetotermico. Un cavo si considera protetto contro il corto circuito ad inizio linea se  $I_{2t} \leq K^2 S^2$  dove  $I_{2t}$  espressa in A<sup>2</sup>s è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore, K è una costante caratteristica dei cavi che dipende sia dal materiale conduttore che dal tipo di isolante, S è la sezione del conduttore in mm<sup>2</sup>. Il valore di  $I_{2t}$  deve essere fornito dal costruttore per gli interruttori di tipo limitatore. Nella relazione di calcolo allegata sono riportati per ogni linea e relativa protezione i valori ottenuti dal calcolo ed è specificato se la condizione di cui sopra è o meno verificata. La norma CEI 64-8 prescrive che l'intervento delle protezioni debba essere verificato anche per corto circuiti a fine linea. Nella relazione di calcolo allegata sono riportati per ogni linea e relativa protezione i valori ottenuti dal calcolo. Nella relazione di calcolo allegata sono riportati per ogni linea e relativa protezione i valori ottenuti dal calcolo per la lunghezza massima protetta dei cavi in funzione dei valori di corrente di regolazione magnetica. Il valore della lunghezza massima protetta è poi confrontato con il valore di lunghezza considerato al fine di valutare il rispetto o meno della condizione. Nel caso in esame si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico per impianti industriali conformi alla norma CEI EN 60947-2.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione:
  - del positivo con “+”
  - del negativo con “-”

I conduttori dovranno essere contraddistinti dai seguenti colori:

- Conduttori attivi: nero, marrone, grigio
- Conduttore di neutro: blu
- Conduttore di protezione: giallo/verde

## 2.13 CADUTE DI TENSIONE

Per i circuiti in corrente continua ed in corrente alternata, al fine di limitare le perdite di energia prodotta, si assumerà quale valore limite di caduta di tensione massimo il 2%.

## 2.14 CONNESSIONI CAVI CC FOTOVOLTAICO

Tutti i pannelli fotovoltaici saranno dotati, sul retro, di una scatola da cui fuoriescono due cavi che terminano con altrettanti connettori, uno maschio e uno femmina, di facile uso. Si tratta di appositi connettori (con bloccaggio), tipicamente di tipo MC o compatibili, e con una tensione massima di 1000 V DC. Infatti, i connettori MC3 e MC4 (rispettivamente di 3 e 4 mm di diametro, entrambi con corrente max ammessa di 20 A per cavi di sezione <4 mmq, e di 30 A per cavi da 6 mmq) di Multi-Contact costituiscono da sempre lo standard più noto del mercato. Altri comuni connettori sono i Tyco, adattabili allo standard MC con appositi adattatori. Per connettere fra loro i pannelli o per collegare le stringhe agli inverter, si dovranno utilizzare dei particolari connettori a tenuta stagna (con classe di protezione IP65 nel caso dei connettori MC3 e IP67 in quello dei connettori MC4), che possono resistere alle intemperie per almeno 20 anni senza danneggiarsi e lasciar penetrare acqua o polvere. Tali giunzioni dovranno essere effettuati a regola d'arte in quanto possono costituire un “punto caldo” ed essere causa di eventuali incendi. Pertanto si raccomanda l'utilizzo di materiali di primissima qualità e l'impiego di idonei utensili necessari ad effettuare le necessarie crimpature a regola d'arte. Non sono in ogni caso ammesse giunzioni realizzate senza l'impiego di idonei utensili di crimpatura.



## 2.15 QUADRI ELETTRICI

Tutti i quadri devono essere realizzati come da specifiche ed elaborati di progetto, nel pieno rispetto delle norme CEI EN 61439-1 e 61439-2, CEI 64-8, IEC 439-1, e tutte le successive integrazioni e/o norme specifiche non esplicitamente indicate ma comunque in vigore alla data di redazione di questo progetto. Ove non diversamente specificato, i quadri dovranno avere un grado di protezione  $\geq$  IP40. Dovrà essere assicurata una adeguata areazione naturale nei punti di installazione dei quadri elettrici in modo da evitare fenomeni di sovratemperatura all'interno. L'esecuzione dei quadri deve essere conforme a quanto previsto nella norma CEI EN 61439. In caso di installazione all'esterno si dovranno prevedere carpenterie in vetroresina o similare con grado di protezione minimo IP55. Inoltre dovrà essere realizzata una schermatura ad hoc (es. tettoia) contro la protezione dei raggi diretti del sole e alle intemperie.

## 2.16 IMPIANTO DI MESSA A TERRA E PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le strutture metalliche a supporto dei pannelli invece sono da collegare a terra come tutti i supporti che compongono l'impianto solo nel caso in cui i pannelli fotovoltaici presentino una classe di isolamento I. Nel caso in cui i pannelli siano realizzati con una classe di isolamento II non occorre la messa a terra della struttura in quanto tutti i componenti ( pannelli e cavi) sono a doppio isolamento. In ogni caso però, come nella maggior parte dei casi succede, per un corretto funzionamento del sistema del controllo di isolamento interno agli inverter si dovrà provvedere a collegare equipotenzialmente con il sistema di messa a terra le strutture di fissaggio dell'impianto PV (almeno un collegamento equipotenziale per ogni singola stringa. La resistenza dell'impianto di terra a cui sono connesse tutte le masse del sistema IT dovranno soddisfare la seguente condizione:

$$R_e \leq 120 / I_d$$

Dove:

*I<sub>d</sub>: corrente di guasto a terra impianto PV*

A valle dell'inverter il sistema si considera di tipo TN-S, ovvero il medesimo sistema della rete di distribuzione d'utente. Pertanto la protezione contro i contatti indiretti deve essere effettuata in ottemperanza alle prescrizioni delle norme CEI Norma CEI 64-8/4 - 413.1.3 (sistemi TN). Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione (masse). Per la protezione contro i contatti indiretti ogni impianto elettrico utilizzatore deve avere un proprio impianto di terra. A tale impianto di terra devono essere collegati tutti i sistemi di tubazioni e carcasse metalliche accessibili destinate ad adduzione, distribuzione e scarico, nonché tutte le masse metalliche accessibili di notevole estensioni esistenti nell'area dell'impianto elettrico utilizzatore stesso (collegamenti equipotenziali supplementari EQPS). Una volta eseguito l'impianto di messa a terra, la protezione contro i contatti indiretti deve essere realizzata attuando il coordinamento fra l'impianto di messa a terra e interruttori automatici (magnetotermici e/o differenziali). Per i sistemi TN deve essere quindi soddisfatta la seguente relazione:

$$Z_s * I_a \leq U_0$$

Dove:

**U<sub>0</sub>** : Tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra [V]

Tabella 41.A – Tempi massimi di interruzione per i sistemi TN

U <sub>0</sub> (V)	Tempo di interruzione	
	condizioni ordinarie	condizioni particolari
120	0,8	0,4
230	0,4	0,2
400	0,2	0,06
> 400	0,1	0,02

**Z<sub>s</sub>** : Impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente

$I_a$ : corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo di intervento definito precedentemente in funzione della tensione nominale per i circuiti terminali protetti contro le sovracorrenti aventi corrente nominale o regolata che non supera 32A, ed, entro un tempo convenzionale a 5s; se si usa un interruttore differenziale a  $I$  è la corrente differenziale nominale di intervento.

Nel caso in esame il sistema di terra a servizio del generatore fotovoltaico sarà allacciato all'impianto di terra a servizio dell'intero immobile. Per le caratteristiche e il dimensionamento di tale impianto di terra si rimanda alla documentazione ed alla progettazione relativa all'intero complesso redatta da altro professionista ed in possesso del proprietario. Si ricorda in ogni caso che come richiesto dalle normative vigenti in materia di sicurezza il titolare dell'attività e/o il proprietario dell'immobile ha l'obbligo di far verificare in modo ciclico, da un ente preposto e notificato a livello Ministeriale, l'intero impianto di terra e dispositivi differenziali. Pertanto se ciò è rispettato come imposto dalle Leggi e Normative vigenti a oggi si può affermare che tutto quanto è stato fatto per evitare malfunzionamenti dell'impianto di terra che potrebbero comportare rischi a lavoratori e/o agli occupanti.

La sezione dei conduttori di protezione dovrà, in generale, risultare non inferiore a quanto previsto dalla norma CEI 64/8 che per comodità si riassume nel seguito

Sezione del conduttore di fase dell'impianto S (mm <sup>2</sup> )	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione S-PE (mm <sup>2</sup> )	Note
$S \leq 16$	$SPE = S *$	
$16 < S \leq 35$	16	
$>35$	$SPE = S/2$	

I conduttori equipotenziali principali e supplementare saranno realizzati con cavo in rame protetto da guaina di colore giallo-verde in PVC con sezione minima 6mm<sup>2</sup>. Se si opta per la realizzazione di una o più dorsali dal quale si diramano tratti terminali, la sezione del conduttore non dovrà essere inferiore a 6mm<sup>2</sup>.

## 2.17 PROTEZIONI DIFFERENZIALI

Al fine di aumentare il livello di sicurezza dell'impianto fotovoltaico e garantire:

- Corretto coordinamento delle protezioni necessario a garantire una idonea sicurezza contro i contatti indiretti;
- Evitare la penetrazione e/o l'immissione di correnti pulsanti ad alta frequenza sulla rete utente derivanti da guasti e/o anomalie sugli inverter;

Si installerà un dispositivo magnetotermico con protezione aggiuntiva differenziale per ogni singolo inverter fotovoltaico. La caratteristica di intervento di tali interruttori differenziali sarà di tipo B (correnti continue) a seconda delle indicazioni della casa costruttrice della macchina. Tali differenziali saranno del tipo regolabile e, oltre a garantire le sicurezze di cui sopra, non costituiranno causa di interruzioni di produzione dovute ad interventi impestivi.

## 2.18 SCARICHE ATMOSFERICHE

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura. L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I morsetti degli inverter risultano protetti internamente con varistori. Le zone oggetto della presente risultano essere annesse all'intero in un complesso strutturale più ampio. Pertanto la valutazione della protezione contro le scariche atmosferiche non può essere svolta solo su tali zone ma deve essere svolta tenendo in considerazione l'intero fabbricato. Pertanto con la presente si informa il proprietario dell'immobile / titolare dell'attività svolta all'intero del fabbricato, che accetta in modo integrale la presente firmandola per ricevuta e presa visione, che l'edificio deve essere protetto contro le scariche atmosferiche. Tale obbligo discende dalla norma CEI 81-10 la quale, se il rischio di fulminazione dell'edificio eccede i limiti previsti, prescrive l'adozione delle misure di sicurezza atte a garantire l'incolumità delle persone. La valutazione e l'eventuale studio delle misure di protezione da adottare deve essere fatto da un professionista iscritto nei relativi albi professionali, come indicato dal DM 37/08, e realizzato senza indugio, ad evitare responsabilità civili e penali cui sarebbe soggetto se un fulmine colpisse l'edificio provocando danni ed infortuni ai lavoratori e/o occupanti.

## 2.19 DISTANZA DI SICUREZZA DA TUBAZIONI DEL GAS

Valutata la pressione di esercizio delle tubazioni del gas a massimo 50mbar (comunicata dal produttore e/o esercente l'attività) si prescrivono le seguenti distanze di installazione rispetto a moduli fotovoltaici e apparati elettrici:

- 40/50cm da tubazioni prive di giunti filettati, flange e valvole manuali. In tali zone non sono presenti aree con pericolo di esplosione. La distanza dei 40/50cm si rende necessaria per le periodiche ispezioni e manutenzioni ordinarie. In ogni caso, dove possibile, è necessario rispettare la distanza minima di 100cm;
- 100cm da tubazioni che presentano giunti filettati, flange e valvole manuali. In riferimento alla valutazione delle eventuali aree con pericolo di esplosione ATEX, valutate le pressioni di esercizio e i fori convenzioni di emissioni dovuti a guasto, le aree risultanti risultano essere di tipo 2NE (aree trascurabili). In ogni caso, a favore della sicurezza, la distanza minima prevista da apparati elettrici è pari a 1m.

In ogni caso rimangono in carico al produttore e/o esercente l'attività:

- Tutte manutenzione periodiche prima dell'inizio dei lavori;
- Smantellamenti di eventuali tubazioni del gas non più utilizzare;

## 2.20 AREE CON PERICOLO DI ESPLOSIONE

Alla data di installazione dell'impianto fotovoltaico NON vengono segnalate aree con pericolo di esplosione ricadenti all'interno dei moduli fotovoltaici (pannelli, inverter, cavi, ecc..). nel caso in cui dovessero cambiare le condizioni dello stato attuale è compito del produttore adoperarsi per recepire le dovute prescrizioni a cura di tecnico abilitato incaricato allo scopo.

## 2.21 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO (SCM)

Generalmente a bordo degli inverter è presente un sistema di controllo e monitoraggio del sistema allo scopo di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza etc..) di ciascun inverter. Nel caso di guasto dell'inverter o di anomalie sul sistema verrà trasmesso ad apposito operato prescelto tale irregolarità in modo tale da intervenire nel minor tempo possibile. È possibile inoltre leggere nella memoria eventi del convertitore tutte le grandezze elettriche dei giorni passati.

# 3 DIMENSIONAMENTI E PRESTAZIONI

In linea generale l'energia generata dall'impianto fotovoltaico in oggetto dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, rendimento;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore di BOS, che esprime in percentuale le perdite di energia, può essere stimato considerando la somma percentuale delle varie perdite che vengono individuate nelle varie parti che compongono l'impianto fotovoltaico nel suo complesso. Nel proseguo si valuterà il valore di BOS risultante in relazione all'impianto fotovoltaico in esame.

**Totale perdite % : a% + b% + c% + d% + e% + f% + g% + h%**

CALCOLO BOS	
a : Perdite per riflessione	5 %
B : perdite per ombreggiamenti e bassa radiazione	8 %
c : perdite per effetto della temperatura	5 %
d : perdite nei circuiti in corrente continua	2 %
e: perdite nei circuiti in corrente alternata	2 %
f: perdite negli inverter	4,5 %
g: perdite dovute a disimmetrie nelle prestazioni (mismatching)	2 %
h: perdite per accumulo sporcizia e/o neve pannelli	3 %
<b>BOS risultante</b>	<b>72,39 %</b>

La potenza nominale del generatore fotovoltaico alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}_{MODULI} = 500 \times 1414 = 707.000 \text{ Wp}$$

La potenza ai fini della connessione è pari a **550 kW** (*minore potenza fra potenza di picco e potenza inverter CEI 0-16*).

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times R_{MODULI} \times R_{INVERTER} \times R_{BOS})$$

dove:

I = irraggiamento medio annuo  
A = superficie captante dei moduli  
R<sub>MODULI</sub> = rendimento di conversione dei moduli  
R<sub>inverter</sub> = rendimento di conversione dei moduli  
R<sub>BOS</sub> = rendimento del B.O.S.

Pertanto, applicando la formula al generatore PV in esame abbiamo:

CALCOLO ENERGIA PRODOTTA	
Potenza di picco <b>CAMPO FOTOVOLTAICO 1</b> (kWp)	306,50
Irraggiamento medio anno calcolato <b>CAMPO 1</b> (kWh/anno)	<b>1412</b>
Superficie captante <b>CAMPO 1</b> (mq)	1450,00
Potenza di picco <b>CAMPO FOTOVOLTAICO 2</b> (kWp)	256,50
Irraggiamento medio anno calcolato <b>CAMPO 2</b> (kWh/anno)	<b>1289</b>
Superficie captante <b>CAMPO 2</b> (mq)	1220,00
Potenza di picco <b>CAMPO FOTOVOLTAICO 3</b> (kWp)	144,00
Irraggiamento medio anno calcolato <b>CAMPO 3</b> (kWh/anno)	<b>1187</b>
Superficie captante <b>CAMPO 3</b> (mq)	680,00
Potenza di picco <b>CAMPO FOTOVOLTAICO 4</b> (kWp)	
Irraggiamento medio anno calcolato <b>CAMPO 4</b> (kWh/anno)	
Superficie captante <b>CAMPO 4</b> (mq)	
Rendimento moduli fotovoltaici (%)	21,00%
Rendimento di conversione negli inverter (%)	98,00%
Rendimento del B.O.S. calcolato (%)	72,39%
<b>E [kWh/anno]</b>	<b>659.549</b>
<b>E [kWh/kWp]</b>	<b>933</b>
<b>POTENZA DI PICCO TOTALE</b>	<b>707,00</b>

Il valore di produzione è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà il primo anno di esercizio se:

- l'impianto sarà mantenuto efficiente e saranno effettuate le specifiche manutenzioni ordinarie e straordinarie;
- non vi saranno interruzioni di funzionamento dovuto a guasti sulla rete utente che non permettono il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico;
- saranno effettuate le relative operazioni di pulizia dei moduli fotovoltaici;
- non saranno effettuate modifiche all'impianto;

*Note: i valori calcolati nel seguito tengono conto dell'irraggiamento dell'ultimo anno solare. Pertanto le valutazioni sono da intendersi ipotetiche e soggetti a variazioni riconducibili a dati di irraggiamento stimati.*

Relativamente quanto sopra indicato il valore risultante di Performance Ratio sarà il seguente per il primo anno di esercizio:

$$P_{RATIO} = (E_{on}/E_p) / (H_{om}/I_{stc})$$

dove:

**Eon** = Energia totale prodotta misurata nel punto di consegna [Kwh]

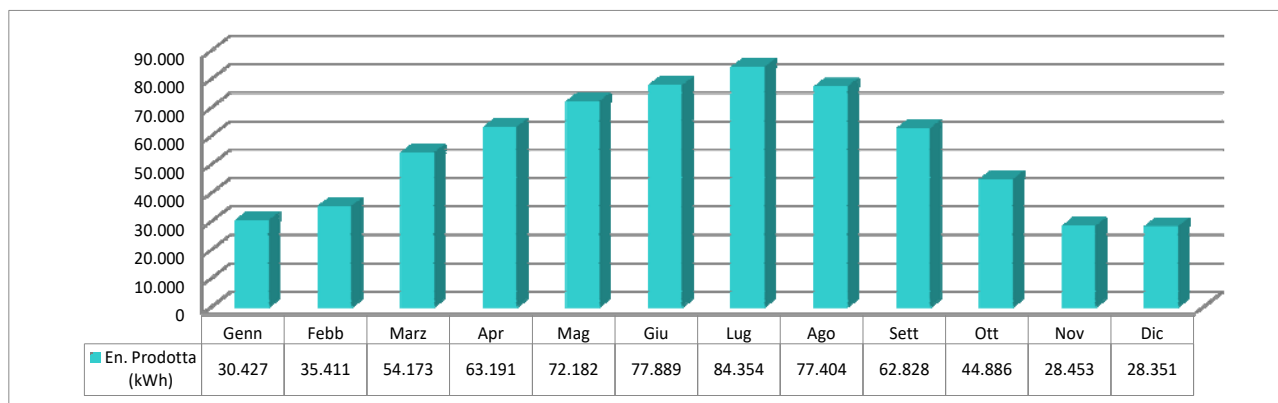
**Ep** = Potenza di picco del pannello [Wp]

**Hom** = Energia solare per m<sup>2</sup> [kWh/m<sup>2</sup>] misurata sul piano dei moduli tramite sensori. Questo valore va calcolato come media del periodo di osservazione.

**Istc** = 1000 W/m<sup>2</sup>, irraggiamento di prova in condizioni standard (STC)

CALCOLO PERFORMANCE RATIO 1° ANNO	
Potenza di picco impianto fotovoltaico (kWp)	707,00
Energia totale misurata (kWh/anno)	659.549
Energia solare per m2 [kWh/m²] misurata	1543
1000 W/m² irraggiamento di prova STC	1000
<b>PERFORMANCE RATIO GLOBALE IMPIANTO</b>	<b>60%</b>

Considerando una perdita annuale dei pannelli fotovoltaici pari a 0,5%, per un totale complessivo di perdite nell'arco degli di un 10%, si ha che la produzione presunta media (20 anni) dell'impianto fotovoltaico è:



Mese	Genn	Febb	Marz	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sett	Ott	Nov	Dic
En. Prodotta (%)	4,6%	5,4%	8,2%	9,6%	10,9%	11,8%	12,8%	11,7%	9,5%	6,8%	4,3%	4,3%
En. Prodotta (kWh)	30.427	35.411	54.173	63.191	72.182	77.889	84.354	77.404	62.828	44.886	28.453	28.351
<b>Totale</b>	<b>659.549</b>											

Considerando una perdita annuale dei pannelli fotovoltaici pari a 0,5%, per un totale complessivo di perdite nell'arco degli anni di un 10%, si ha che la produzione presunta dell'impianto fotovoltaico nell'arco di 20 anni stimata sarà pari a:

ANALISI PRODUZIONI E PERFORMANCE RATIO			
Anno di esercizio	Perdite stimate (%)	Produzione anno (kWh)	PR anno
I° anno	0,5%	659.549	84%
II° anno	1,0%	652.954	83%
III° anno	1,5%	649.755	83%
IV° anno	2,0%	646.554	82%
V° anno	2,5%	643.385	82%
VI° anno	3,0%	640.247	81%
VII° ANNO	3,5%	637.140	81%
VIII° ANNO	4,0%	634.063	81%
IX° ANNO	4,5%	631.016	80%
X° ANNO	5,0%	627.998	80%
XI° ANNO	5,5%	625.009	79%
XII° ANNO	6,0%	622.048	79%
XIII° ANNO	6,5%	619.116	79%
XIV° ANNO	7,0%	616.211	78%
XV° ANNO	7,5%	613.333	78%
XVI° ANNO	8,0%	610.482	78%
XVII° ANNO	8,5%	607.658	77%
XVIII° ANNO	9,0%	604.860	77%
XIX° ANNO	9,5%	602.087	77%
XX° ANNO	10,0%	599.340	76%
Produzione annuale media stimata nell'arco dei 20 anni	**	<b>627.140</b>	<b>80%</b>
Produzione totale stimata nell'arco dei 20 anni	**	<b>12.542.807</b>	<b>**</b>

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. Pertanto, in relazione ai dati di produzione di cui sopra, si eviteranno immissioni in atmosfera pari a:

Emissioni evitate	CO2	SO2	NOX	Polveri	TEP
Energia prodotta nei 20 anni	12.542.807				
Emissioni specifiche in atmosfera [Kg/kWh]	0,474	0,000373	0,000427	0,000014	0,000187
Emissioni evitate in 20 anni [Kg]	5.945.291	4.678	5.356	176	2.346

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013



## 4 COLLAUDO E MANUTENZIONI

### 4.1 VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

condizione da verificare:  $P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I / ISTC$ ;

in cui:

- $P_{cc}$  è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;
- $P_{nom}$  è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  è l'irraggiamento [ $W/m^2$ ] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;
- $ISTC$ , pari a  $1000 W/m^2$ , è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 W/m^2$ .

condizione da verificare:  $P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$

in cui:

- $P_{ca}$  è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del  $2\%$ .
- La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 W/m^2$ .

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a  $40^\circ C$ , è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) \cdot P_{nom} \cdot I / ISTC$

Ove  $P_{tpv}$  indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico  $P_{tpv}$ , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche  $T_{cel}$ , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) \cdot \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente  $T_{amb}$  da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) \cdot I / 800] \cdot \gamma / 100$$

in cui:

$\gamma$ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a  $0,4 \div 0,5 \text{ } \%/^{\circ}C$ ).

$NOCT$ : Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a  $40 \div 50^{\circ}C$ , ma può arrivare a  $60^{\circ}C$  per moduli in vetrocamera).

$T_{amb}$ : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.

$T_{cel}$ : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

### 4.2 MANUTENZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Sarà compito della committenza provvedere alla manutenzione periodica dell'impianto fotovoltaico al fine di:

- Garantire la corretta funzionalità e produttività impianto;
- Evitare surriscaldamenti che potrebbero generare e conseguenti incendi;
- Pulire frequentemente i moduli fotovoltaici e conseguenti incendi;
- Ecc..

Nel proseguo si illustrano in modo sintetico e illustrativo le varie attività da effettuare. Le attività indicate nel seguito non possono intendersi esaustive pertanto il produttore dovrà adoperarsi per incarica ditta abilitato allo scopo al fine di redigere un libretto delle manutenzioni redatto ad hoc per lo specifico caso. Tutte le attività dovranno essere eseguite da persona esperto e abilitato in quanto trattasi di attività con presenza di tensione. La frequenza delle ispezioni dovrà essere concordata in relazione all'installazione in esame.

## **MODULI FOTOVOLTAICI**

### **ISPEZIONE VISIVA**

Occorre effettuare una ispezione visiva del sistema, per verificare:

- Che tutte le connessioni si stringa siano correttamente chiuse;
- Che i pannelli non siano sporchi;
- Che non ci siano state manomissioni;
- Che tutti i cofani siano chiusi;
- Che non ci siano danni evidenti;
- Che la struttura non sia stata colpita da scariche atmosferiche;
- Che il sistema sia regolarmente in funzione.

### **PULIZIA DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI**

I pannelli fotovoltaici raccolgono polvere e sporcizia, ma data la relativa inclinazione possono considerarsi autopulenti.

Una sottile patina di pulviscolo è ammissibile e non comporta eccessive perdite di efficienza.

Nel caso che i pannelli fossero eccessivamente sporchi di polvere, fanghiglia, escrementi di uccelli o vi si siano depositate foglie, è necessario pulirli con abbondante acqua utilizzando attrezzi classici per la pulizia delle automobili.

## **SUPPORTI E STAFFAGGI**

### **ISPEZIONE VISIVA**

Occorre effettuare una ispezione del campo fotovoltaico per verificare:

- Che la struttura dei pannelli sia ben solida ed assicurata alla superficie di appoggio;
- Che non vi siano segni evidenti di ruggine o corrosione che ne possano compromettere la stabilità e la sicurezza.
- Che non vi siano infiltrazioni d'acqua o d'aria, nel caso di impianti integrati.

Se vi sono segni evidenti di ruggine sulla struttura di supporto è necessario procedere alla rimozione della ruggine e effettuare il necessario trattamento con successiva riverniciatura o zincatura. In caso di corrosioni che possono compromettere la stabilità e la sicurezza della struttura è necessario comunicare.

## **CONNESSIONI ELETTRICHE E PULIZIA INVERTER E QUADRI ELETTRICI**

### **ISPEZIONE VISIVA**

Occorre effettuare una ispezione del campo fotovoltaico e della cabina di conversione/ quadri elettrici per verificare:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- la messa a terra di masse e scaricatori;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- che tutte le connessioni sia DC che AC siano correttamente chiuse e ben serrate;
- che non vi siano segni di bruciatura su tutte le morsettiere presenti nell'impianto.
- Per qualsiasi anomalia giudicata rilevante avvertire il Gestore dell'Impianto

### **PULIZIA DEI QUADRI RICOVERO DEL MATERIALE ELETTRONICO**

Verificare lo stato di pulizia dei quadri di ricovero inverter, utilizzando la stessa attenzione che si ha per le apparecchiature elettroniche come i PC.

## VERIFICA NORMALE FUNZIONAMENTO

Si deve verificare il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Inoltre quando l'impianto fotovoltaico si trova in condizioni operative, si deve verificare:

- Ove presenti chiusura dei sezionatori o dei fusibili
- Stato di ON dell'interruttore generale e di tutte le protezioni lato AC
- Accensione della spia "ALIMENTAZIONE"
- Valori di tensione di rete rilevabili dal DISPLAY siano corrispondenti a quelli di progetto
- Verificare se i vari strumenti indicatori si comportano in maniera ragionevole

Occorre sempre tener presente che i valori derivanti dal campo fotovoltaico dipendono in modo determinante dalle condizioni atmosferiche, in particolar modo dal soleggiamento dei moduli fotovoltaici.

Nel caso in cui si riscontrasse un basso livello di potenza attiva e di corrente immessa in rete o addirittura una loro assenza, nonostante le buone condizioni atmosferiche, si rende necessaria una diagnosi del malfunzionamento.

E' inoltre necessario leggere i dati relativi all'energia prodotta (da contatore Ente di Distribuzione dell'impianto), all'energia ceduta alla rete e prelevata dalla rete (da contatore bidirezionale Ente di Distribuzione), e i dati di energia complessivamente prodotta dall'impianto dal contatore installato all'interno della cabina di conversione ovvero nel quadro di interfaccia ovvero nell'inverter stesso.

Inoltre la prima e l'ultima lettura dei contatori dovrà avvenire nel medesimo giorno. Tali dati dovranno essere riportati nel Scheda di gestione.

## PARTI IN TENSIONE

- Le prove devono essere effettuate da personale esperto, si ricorda che i livelli di tensione a circuito aperto raggiungono valori prossimi a 300 V in continua. Se possibile operare nelle ore di minimo soleggiamento (sono consigliate le ore serali).
- I sistemi fotovoltaici non avendo parti meccaniche hanno un grado di affidabilità elevato e pertanto il rischio di avaria è minimo.
- Le eventuali riparazioni vanno effettuate dopo aver ben individuato la causa della avaria o del malfunzionamento secondo quanto riportato nell'allegato tecnico o nei manuali dei dispositivi installati.
- **SOSTITUZIONE FUSIBILI O DEI SEZIONATORI DC NEL QUADRO DI CAMPO O NELLA CABINA DI CONVERSIONE**
- Una volta individuato un fusibile o il sezionatore DC anomalo, bisogna estrarlo dal suo alloggiamento. Verificare se il fusibile o il sezionatore DC è effettivamente bruciato, facendo una prova di continuità con il multimetro. Sostituire il fusibile o il sezionatore DC con uno uguale e ripristinare il contatto. Verificare se il sistema riprende a funzionare regolarmente. In caso contrario individuare un'altra eventuale causa di avaria.
- **SOSTITUZIONE INVERTER**
- Se si dovesse verificare il fuori servizio di un inverter, seguire attentamente le informazioni riportate nel manuale dell'inverter, in ogni caso contattare sempre l'assistenza.
- **SOSTITUZIONE PANNELLI FOTOVOLTAICI**
- Nel caso in cui si riscontrassero danni ai pannelli fotovoltaici bisogna sostituire immediatamente quelli danneggiati. Il sistema fotovoltaico è in grado di funzionare parzialmente anche in caso di pannelli avariati, naturalmente con una capacità energetica inferiore. Per guasti gravi è consigliabile disattivare l'impianto e contattare il personale competente. Bisogna tener presente che non è possibile riparare un pannello rotto (non avvicinarsi al punto di rottura perché potrebbe essere sede di scintille elettriche). Per la sostituzione dei moduli danneggiati è possibile sezionare la parte dell'impianto che presenta anomalie senza fermare l'intero impianto. Prima di scollegare il modulo guasto aprire i fusibili o i sezionatori di stringa. Sostituire il modulo fotovoltaico con uno identico e riconnetterlo elettricamente facendo la massima attenzione alle polarità delle connessioni. Eventuali moduli equivalenti possono essere sostituiti solo dopo aver ricevuto conferma del tecnico che ha progettato l'impianto.
- **SOSTITUZIONE DEI COLLEGAMENTI ELETTRICI**
- Nel caso che i collegamenti elettrici risultassero danneggiati da cause meccaniche, elettriche o dall'attacco dei roditori, bisogna disconnettere immediatamente l'intero impianto o la parte dell'impianto guasta. Successivamente verificare che ciò non abbia provocato danno alle apparecchiature. La sostituzione dei cavi di collegamento va fatta dopo aver disattivato l'impianto e controllando che non ci sia tensione sul cavo danneggiato. Utilizzare esclusivamente cavo simile a quello danneggiato.

## 5 PRESCRIZIONI IMPIANTO ELETTRICI ESISTENTE

---

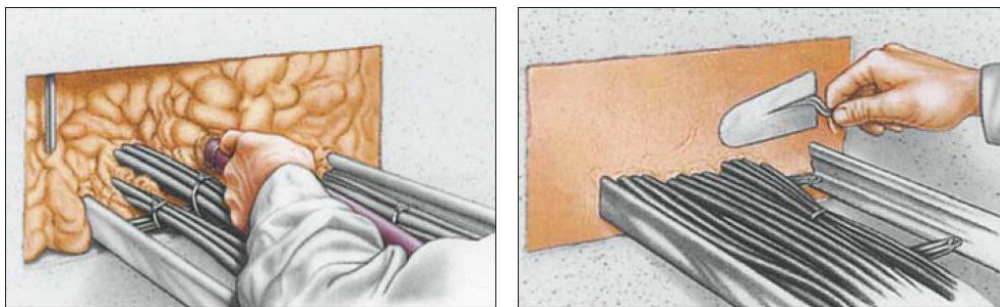
L'intervento in esame non contempla la modifica o la trasformazione di tutti gli impianti elettrici ad oggi esistenti all'intero dello stabilimento. Pertanto è in carico al produttore, se mancanti, provvedere alla raccolta documentale di tutti i progetti redatti da idoneo professionista iscritto negli elenchi professionale e alle Dichiarazioni di Conformità rilasciate secondo la Legge 46/90 e/o DM 37/08. **In caso di mancanza o la non congruità dei documenti l'impianto fotovoltaico non potrà essere avviato in quanto gli impianti elettrici utilizzatori finali esistenti non oggetto di intervento non possono considerarsi realizzati alla regola dell'arte e sicuri in termini di protezione delle persone e contro l'incendio.** Si evidenzia inoltre che l'impianto elettrico esistente, e nuovo, nel suo insieme, deve essere condotto e mantenuto correttamente nel tempo in ottemperanza alle norme CEI e D. Lgs 81/08. Infatti solo una manutenzione continua può evitare danni dovuti all'invecchiamento dell'impianto medesimo o ad un suo uso improprio o scorretto. Tutti i componenti l'impianto dovranno pertanto essere utilizzati nel modo indicato nelle istruzioni del costruttore e con scadenze definite si dovranno eseguire misure strumentali. La manutenzione può essere ordinaria, ovvero l'insieme degli interventi finalizzati a contenere il degrado normale d'uso o straordinaria, ovvero interventi di portata tale da non poter essere considerati come manutenzione ordinaria. In ultimo si ricorda che Si precisa inoltre che tutti gli impianti elettrici dovranno essere sottoposti a verifiche periodiche, come richiesto dal DPR 462/02, e dovranno essere mantenuti efficienti e perfettamente funzionanti come indicato dal D.Lgs 81/08. Alla luce di quanto sopra si evidenzia che eventuali danni a cose e persone dovute all'esercizio dell'impianto fotovoltaico abbinato ad impianti elettrici privi o mancanti di documentazione che ne attesta la regolare esecuzione e la regolare manutenzione non sono imputabili al sottoscritto.

## 6 COMPARTIMENTAZIONI REI

La norma CEI 64-8 prescrive che le condutture (tubo, canale, passerella, cavi singoli o in fascio o condotti a sbarre), quando attraversano elementi costitutivi aventi una determinata resistenza al fuoco, debbano essere otturate internamente ed esternamente sino ad ottenere il grado di resistenza all'incendio che aveva l'elemento costruttivo corrispondente prima della penetrazione.

Le soluzioni proposte nel seguito sono idonee per il corretto ripristino di passaggi di strutture aventi specifiche caratteristiche di resistenza al fuoco.

**MALTA SIGILLANTE:** si tratta di una malta sigillante utilizzata per proteggere dall'incendio in modo fisso, resistente e stabile nel tempo le aperture, nelle pareti o nei pavimenti, contenenti cavi elettrici, passerelle e canali portacavi (o tubazioni) metalliche. Il sistema è costituito da polveri inerti, leganti organici e speciali additivi che espandono durante la fase di asciugatura per aderire a tutte le superfici evitando il formarsi di crepe. Dopo l'indurimento la barriera rimane di consistenza friabile per essere facilmente forata e ripristinata in caso di futuri interventi sui cavi elettrici.



Tale sistema è particolarmente indicato il ripristino della compartimentazione REI in corrispondenza degli attraversamenti elettrici a pavimento. E' limitata a passaggi di cavidotti di diametro non superiore a 32mm.

**SACCHETTI REI:** Si tratta di cuscini antincendio utilizzati per proteggere in modo facilmente rimovibile passaggi, nelle pareti e nei pavimenti contenenti cavi elettrici, tubi combustibili (diametro massimo 32 mm), passerelle e canali portacavi (o tubazioni) metalliche. L'intervento è consigliato quando sono previste frequenti modifiche all'impianto elettrico. Ciascun cuscino è costituito da un sacchetto rettangolare in tessuto minerale riempito con una combinazione di materiale in granuli che si espandono per azione del calore, divenendo un blocco solido e resistente al fuoco<sup>43</sup>. Il contenuto, privo di sostanze intumescenti, non si degrada per l'azione dell'umidità. Il materiale di riempimento si espande del 45% quando è sottoposto a calore. Tra i 130°C ed i 280°C avviene la sigillatura di ogni fessura tra i sacchetti ed i cavi. Raggiunti gli 800°C una reazione ceramica solidifica il materiale di riempimento in un unico blocco che rende stagno il tamponamento ai fumi ed ai gas. I sacchetti non contengono né rilasciano sostanze tossiche o nocive.



Prima del posizionamento dei sacchetti è necessario che i cavi sulla passerella vengano ordinati e vi sia la contestuale rimozione di sporcizia o detriti. I sacchetti necessari sono calcolati verificando il volume totale del varco, scorporato dal volume totale degli elementi attraversanti; il risultato è generalmente aumentato del 10% per compensare eventuali carbonizzazioni o rotture dell'elemento di supporto. I sacchetti devono essere disposti per il lato lungo fino al totale riempimento del passaggio. L'espansione del sacchetto non deve essere impedito dall'eccessivo riempimento dei cavi all'interno delle passerelle; pertanto all'occorrenza è consigliabile sdoppiare la quantità di cavi nell'attraversamento per permettere l'inserimento dei sacchetti. All'interno delle passerelle / canaline è consigliabile porre uno strato di sacchetti antincendio anche sotto i cavi. Eventuali fessurazioni o piccole aperture tra le passerelle e le pareti devono essere sigillate con sigillante intumescente.

**COLLARI E MANICOTTI (PER TUBAZIONI COMBUSTIBILI):** Il sistema a collare è usato per evitare la propagazione dell'incendio nelle pareti e nei pavimenti attraversati dai tubi in materiale combustibile, frequentemente utilizzati negli impianti elettrici. Sono formati da un involucro flessibile in lamiera di acciaio zincato contenente al suo interno delle capsule di materiale intumescente che, sotto l'azione del calore, si espandono e schiacciano il tubo combustibile rammollito, sino ad ostruire completamente il foro nella parete. I collari vengono avvolti al tubo combustibile e fissati alla parete. Si utilizzano due collari (uno per lato) negli attraversamenti delle pareti in cui è necessario garantire una resistenza al fuoco REI 120.

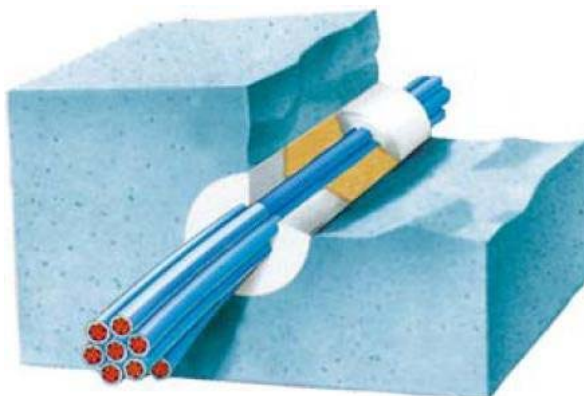


**NASTRI O TESSUTI (PER TUBAZIONI INCOMBUSTIBILI):** L'apposizione di nastri o particolari tessuti attorno ai canali metallici evita la propagazione dell'incendio a causa dell'elevata trasmissione del calore lungo le tubazioni ed i condotti metallici che attraversano le compartimentazioni di spessore ridotto. I tubi metallici, infatti, sono ottimi

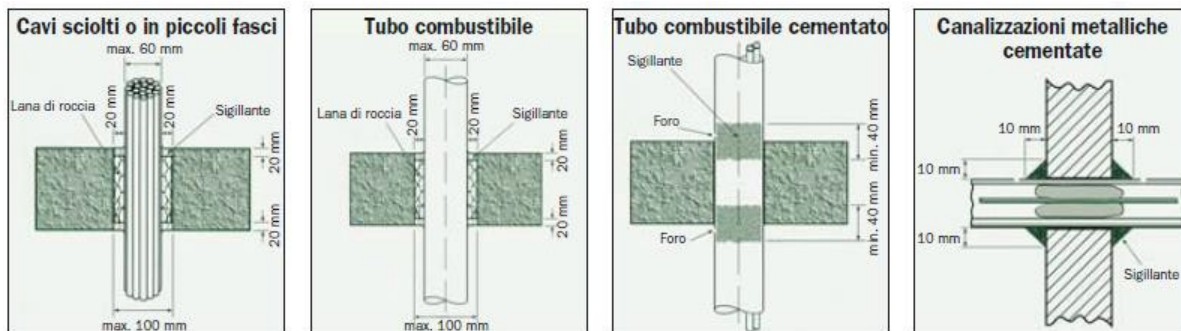
conduttori capaci di trasferire una grande quantità di calore da una sorgente calda ad una sorgente fredda soprattutto quando le loro dimensioni sono superiori a 90 mm. I nastri sono costituiti da fogli autoadesivi di spugna poliuretanica contenenti additivi ritardanti la fiamma; i manufatti tessili sono costituiti da tessuti minerali incombustibili, riempiti internamente con fibre minerali ad alta densità e resistenti ad altissime temperature.



**SIGILLANTI:** I sigillanti si utilizzano per poter proteggere dall'incendio, all'interno di ambienti asciutti, le piccole aperture nelle pareti contenenti cavi elettrici in piccoli fasci o tubi combustibili e sigillatura interna dei tubi combustibili dell'impianto elettrico cementati nelle pareti. Il sigillante è costituito da particolari resine, additivi e sostanze intumescenti; aumenta di 30 volte di volume prima di solidificare sotto l'azione del calore.







Nel caso di cavi sciolti o in fasci che attraversano un muro senza protezione meccanica, è consigliabile utilizzare il sigillante insieme con lana minerale sfusa, posta con uno spessore pari a 6cm per parte, e vernice intumescente, depositata sul cavo per una lunghezza di 30cm circa per parte.

## MARCATURA IN CAMPO DISPOSITI REI

Per tutti i passaggi ed i dispositivi di ripristino è richiesta la fornitura in campo di idoneo cartellino di identificazione riportante le seguenti informazioni:

- Fotografia di prima installazione;
- Numerazione progressiva che deve trovare riscontro in planimetria grafica di as-built e/o planimetria redatta ad hoc a discrezione della D.L.;
- Mese e anno di installazione;
- Marca e modello del prodotto impiegato;
- Scadenze temporali di controllo e manutenzione;
- Scadenza del prodotto e data programmata di sostituzione;
- Ecc...

Il cartellino dovrà avere dimensioni minime A4 ed installato in prossimità di ogni singolo dispositivo. Dovrà inoltre essere redatto mediante idonei software (es. word, non sono ammesse scritte fatte in campo) e dovrà essere plastificato al fine di mantenere caratteristiche di interpretazione nel tempo.



Le caratteristiche e la metodologia di installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto dovranno essere conformi alle direttive riportate nella nota Prot. N. 1214 del 7/02/2012. Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici ed. 2012 - art. 5347 del 01/01/2012 - art. 5334 del 04/05/2012. In particolare:

- a) il raggio di azione dell'impianto fotovoltaico con classe di reazione al fuoco non superiore a "Classe I";
- b) è necessario mantenere tutte le installazioni (moduli fotovoltaici, cavi elettrici, invertor, ecc...) a una distanza di almeno 1m da varchi, aperture e non apribili, comunicati con la parte interna;
- c) è necessario mantenere tutte le installazioni (moduli fotovoltaici, cavi elettrici, invertor, ecc...) a una distanza di almeno 1m dalle proiezioni di elementi e parti coperture e componenti sottostanti;
- d) è necessario sviluppare i cavi e i circuiti in corrente continua in zona esterna e/o all'interno di veri e propri locali comprensivi almeno REI 120;
- e) è necessario prevedere idoneo pulsante di messa fuori servizio dell'impianto fotovoltaico



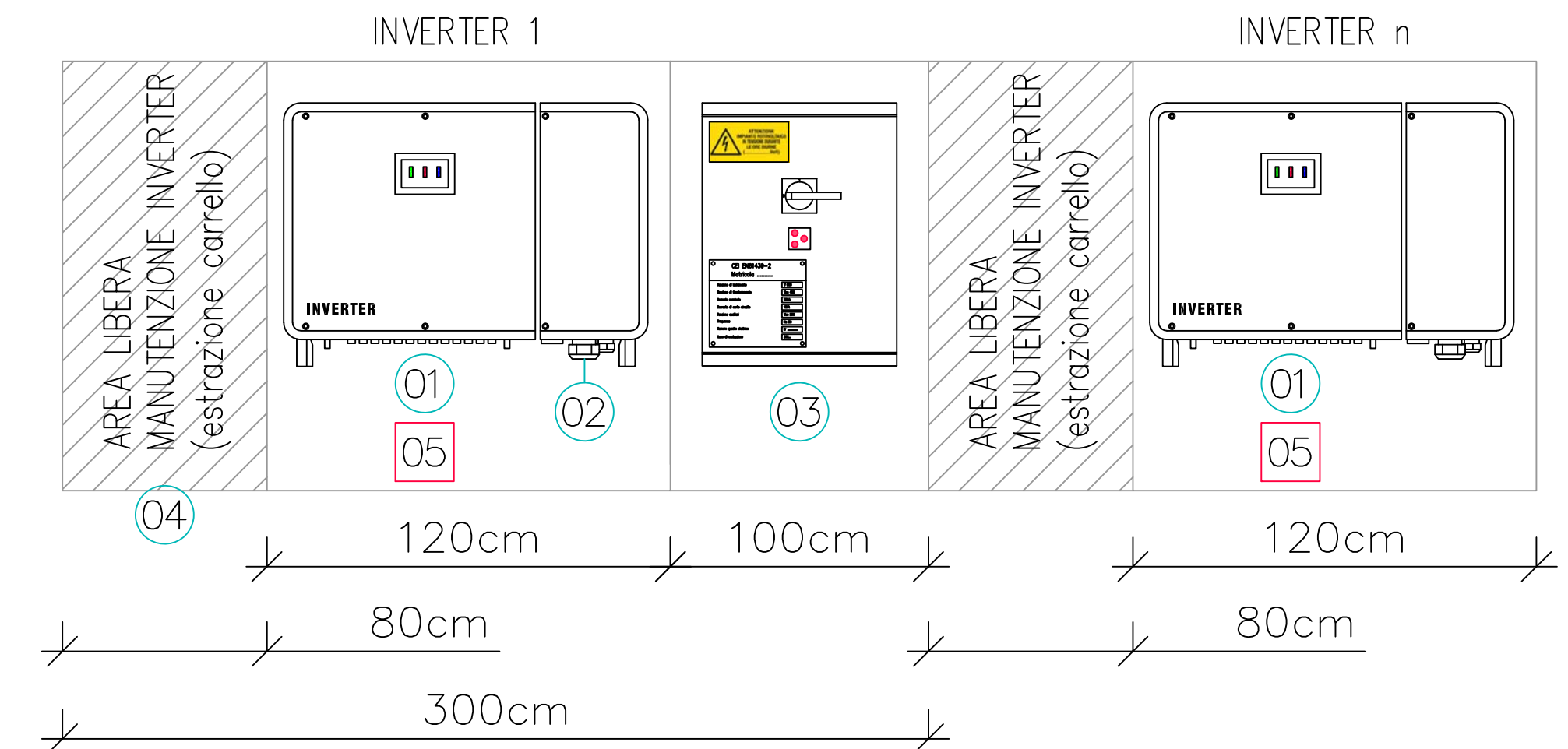
**ATTENZIONE**  
**IMPIANTO FOTOVOLTAICO**  
**IN TENSIONE DURANTE**  
**LE ORE DIURNE**

Installare segnaletica conforme al D. Lgs. 81/08 su ogni ingresso esterno del fabbricato e sui varchi di accesso alla copertura. La segnaletica dovrà essere posta in posizione ben visibile

\*\* Il numero e la posizione dei rivetti da impiegare per il fissaggio dei profili dovrà essere conforme alle indicazioni del costruttore. Prima della fornitura necessario procedere con un'analisi dello stato di conservazione della copertura e l'effettuazione delle dovute prove di tenuta al vento. (Attività in carico a Committente e/o ditte)

P.	DESCRIZIONE
D1	LASTRA GRECATA
D2	NASTRO ADESIIVO IN GOMMA BUTILICA
D3	SUPPORTO PER FISSAGGIO MODULO FOTOVOLTAICO*
D4	RIVETTO A FARFALLA COMPLETO DI GUARNIZIONE DI FISSAGGIO**
D5	MORSETTO TERMINALE – CENTRALE FISSAGGIO MODULO

- manuali;
- mantenere almeno 100cm dalla tubazione del gas metano;
- mantenere almeno 100cm dalla tubazione del gas metano con canali di raccolta cavi in c.c. e c.a.;
- mantenere almeno 100cm da proiezioni di pareti di compartimentazione REI interne al fabbricato;
- mantenere almeno 100cm da qualsiasi apertura, finestra, evasore, camini, ecc.;
- realizzazione idonee pensiline di protezione contro gli agenti atmosferici sugli inverter;



\* Prima di procedere all'installazione dei moduli fotovoltaici la/o  
Comittenza/Produttore dovrà effettuare le dovute verifiche con il tecnico di  
prevenzione incendi (incaricato non affidato al sottoscritto) al fine di valutare  
l'aggravio dei carichi in condizioni ordinarie e di incendio e valutare eventuali  
prestazioni di resistenza a fuoco che la struttura sostituisce l'area di  
installazione dei moduli fotovoltaici deve avere.

Inoltre il tecnico di prevenzione incendi, prima dell'inizio delle opere, dovrà  
evidenziare se, eventualmente in accordo con il VVF, si rendono necessarie  
ulteriori provvedimenti di protezione passiva di fuoco quali, ad esempio, lastre  
EI interposte fra moduli e lamiera grecca o similari.

Per maggiori informazioni si rimanda in ogni caso alle prescrizioni impartite  
dal tecnico di prevenzione incendi incaricato per la specifica marcia.

P.	DESCRIZIONE
01	FINISTRATURA COMUNICANTE CON L'INTERNO
02	STRUTTURA SHED*
03	MODULO FOTOVOLTAICO
04	DISTANZA DI RISPETTO DI 1m MISURATA CON REGOLA FILO TESO
05	OMBREGGIAMENTO ACCETTABILE 21 DICEMBRE
06	DISTANZA DI RISPETTO DI 1m MISURATA DAL FIANCO TAMPONAMENTO SHED

Per limitare le sovratensioni indotte di origine atmosferica si dovrà realizzare il cablaggio dei moduli che compongono ciascuna stringa dei moduli, realizzando due anelli nei quali la corrente circoli in senso opposto. In questo modo, si realizzeranno due spire nelle quali le sovratensioni indotte si compenseranno almeno parzialmente, riducendo quindi il valore della

The diagram shows a 2D hexagonal lattice structure. Nodes are labeled with numbers in colored circles: 01 (blue), 02 (green), and 03 (red). The lattice is composed of two main sections connected by a horizontal line. The left section has a central node 01, with two nodes 02 above it and one node 03 above the left 02. The right section has a central node 01, with two nodes 02 above it and one node 03 above the right 02. The nodes are connected by lines forming a hexagonal pattern.

\* Prima di procedere all'installazione dei moduli fotovoltaici la/a  
Comittenza/Produttore dovrà effettuare le dovute verifiche con il tecnico di  
prevenzione incendi (incaricato non affidato al sottoscritto) al fine di valutare  
l'aggravio dei carichi in condizioni ordinarie e di incendio e valutare eventuali  
prestazioni di resistenza a fuoco che la struttura sostante l'area di  
installazione dei moduli fotovoltaici deve avere.

Inoltre il tecnico di prevenzione incendi, prima dell'inizio delle opere, dovrà  
evidenziare se, eventualmente in accordo con i VVF, si rendono necessarie  
ulteriori provvedimenti di protezione passiva di fuochi locali, ad esempio, lastre  
E interposte fra moduli e lamiera grezzo o similari.

Per maggiori informazioni si rimanda in ogni caso alle prescrizioni impartite  
dal tecnico di prevenzione incendi incaricato per la specifico materia.


P.	DESCRIZIONE
01	STRUTTURA TAMPONAMENTO CURVA*
02	MODULO FOTOVOLTAICO
03	DISTANZA DI RISPETTO DI 1m MISURATA DA EVENTUALI LUCERNAI

Per i materiali da impiegare nella chiusura del lucernaio fare riferimento alle indicazioni del tecnico di prevenzione incendi





**Campo Fotovoltaico 1** 296.50 kW

- N. 593 moduli 500Wp
- Installati su copertura in lamiera



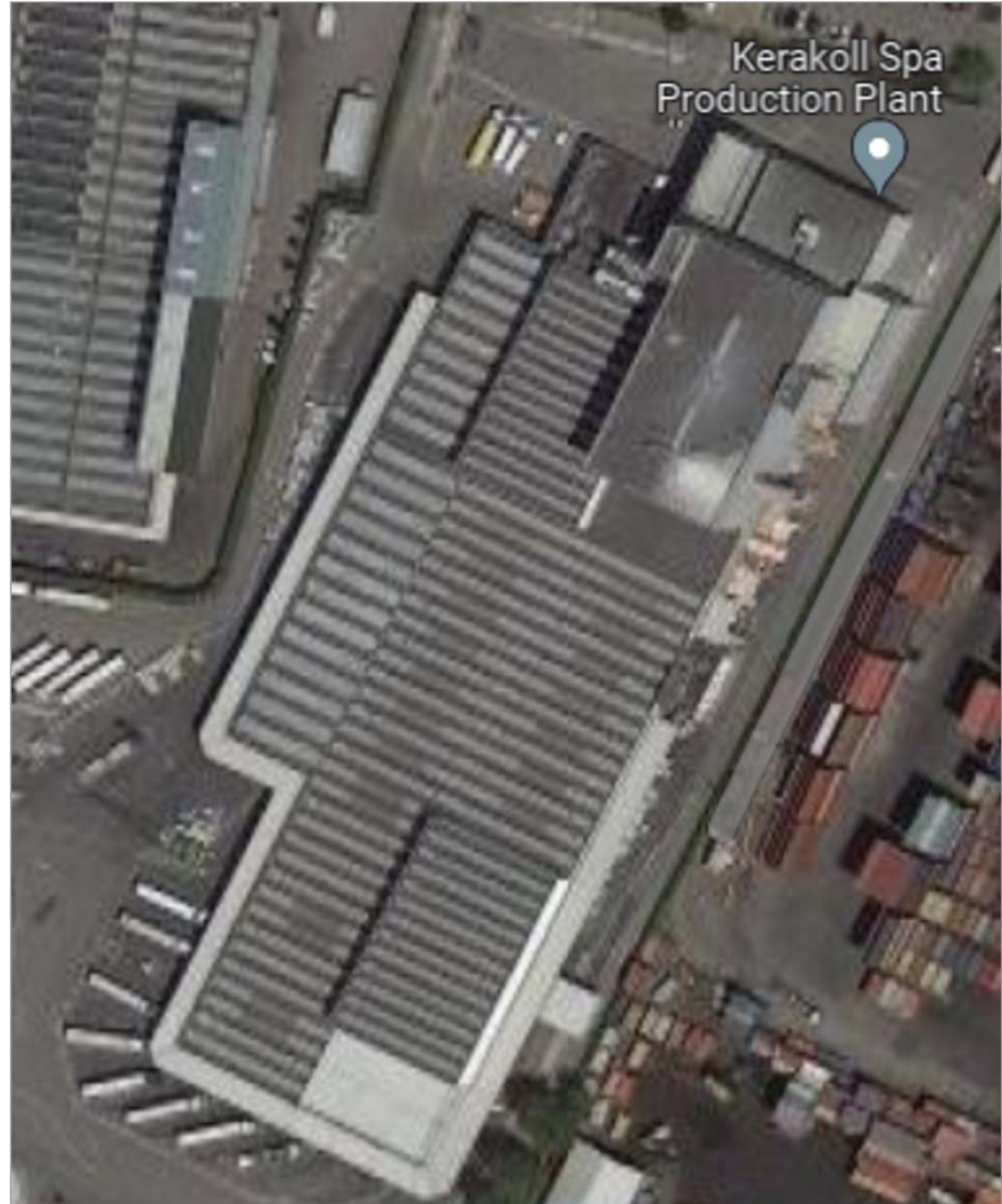

**Campo Fotovoltaico 2 246,50 kW**












- N. 493 moduli 500Wp
- Installati su copertura in lamiera

**Campo Fotovoltaico 3 144.0 kW**

- N. 288 moduli 500Wp
- Installati su copertura in lamiera



	contatore di energia elettrica scambiato installato a cura del Distributore della rete
	contatore di energia elettrica prodotto installato a cura del Distributore della rete
	quadro elettrico contatore (ESISTENTE NON OGGETTO DI INTERVENTO)
	quadro elettrico interfaccia
	sezionatore di manovra contatore di produzione
	pulsante di messa fuori servizio impianto fotovoltaico
	passerello a filo dim. 400x75mm completo di copchero per circuiti in C.C.
	passerello a filo dim. 200x75mm completo di copchero per circuiti in C.C.
	passerello a filo dim. 400x75mm completo di copchero per circuiti in C.A.
	celata conde assiato dim. 200x75mm completo di copchero per circuiti in C.C.
	celata conde assiato dim. 400x75mm completo di copchero per circuiti in C.A.

	<p>Marca: SUNPOWER Modello: SPR-P6-500-COM-S-BF Potenza di picco (P<sub>0</sub>): 500Wp Dimensioni: 2185x1092x35mm Peso: 29,6Kg Classe di isolamento: II Classe reazione al fuoco: I Q.tà: 1414 moduli</p>
	<p>Marca: SMA TRIPOWER Modello: STP 110-60 CORE 2 Potenza CA: 110,000W Sistema elettrico: trifase Dimensioni (lxbxh): 1117x682x363 Peso: 93,5Kg Q.tà: 5</p>

	PROGETTO		
	PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO 707,00 kW GRID CONNECT OPERANTE IN REGIME DI RITIRO DEDICATO POSTO SU EDIFICIO INDUSTRIALE		
	COMMITTENTE: PROJECT GROUP VIA GALLERIA, 6 42020 SAN POLO D'ENZA (RE)		
	UNTA INGEGNERIA: KEMKOL SPA VIA A. CORRADI, 6 42048 RUBIERA (RE)		
ELABORATO:			
PLANIMETRIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO			
	PROTOCOLLO:		
	IF	01	24
	DATA: _____ ORA: _____		Pertanto Si Sottoscrive
	Firma _____		
FID - LAVORI SVOLTI		Gennaio 2024	1:200
			IP03