

6/3/2023

COMUNE  
DI  
RIANO

PROGETTO ESECUTIVO DI  
RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA SCUOLA  
ELEMENTARE E MEDIA "MONTECHIARA" |  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Relazione specialistica impianto fotovoltaico |  
Comune di RIANO(RM)

## Sommario

1	Premessa .....	2
2	Sito di installazione .....	3
2.1	Dati identificativi del sito .....	3
3	Descrizione impianto .....	4
4	Stima producibilità impianto .....	5
5	Dimensionamento impianto .....	6
5.1	Moduli fotovoltaici .....	7
5.2	Gruppi di conversione .....	8
5.2.1	Configurazione impianto.....	10
5.3	Strutture di supporto .....	11
5.4	Quadri elettrici.....	12
5.4.1	Quadri in CC .....	12
5.4.2	Quadri in CA .....	12
5.5	Cavi elettrici .....	13
5.5.1	Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c. ....	16
5.6	Contatori di energia elettrica .....	21
6	Verifica Tecnico-Funzionale .....	21

## 1 Premessa

La presente relazione mira a fornire le caratteristiche tecniche di tutti i componenti e i dettagli progettuali di un impianto di generazione di energia elettrica attraverso la conversione fotovoltaica, che fa parte del progetto esecutivo avente per oggetto **"Progetto esecutivo di Riqualificazione energetica scuola elementare e media "Montechiara" | Impianto fotovoltaico"**, redatto al fine di partecipare al programma di finanziamento denominato Fondo Kyoto per le scuole 2021 (DM 65/2021) del Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica, che concede finanziamenti a tassi agevolati per la realizzazione di interventi di efficientamento energetico sugli edifici scolastici.

L'impianto oggetto dell'intervento presenta una potenza complessiva pari a 75,94 kWp, da installare presso la copertura dell'edificio che ospita la scuola elementare e media, sito in via Giovanni XXIII. La realizzazione di tale impianto consentirebbe di produrre l'energia elettrica necessaria per l'edificio, sfruttando la fonte rinnovabile solare, evitando così l'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, causata dalla produzione di energia da fonti fossili, determinando così un beneficio per l'ambiente.

## 2 Sito di installazione

L'edificio oggetto del presente intervento si trova nella zona urbana del Comune di Riano nella città metropolitana di Roma Capitale e ospita la sede della scuola elementare e media "Montechiara".



**Figura 1 Vista dall'alto dell'edificio**

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto della disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto, della disponibilità della fonte solare, dei fattori morfologici e ambientali e degli attuali consumi energetici dell'edificio.

### 2.1 Dati identificativi del sito

<b>Identificativo impianto</b>	FV – Montechiara
<b>Committente:</b>	Comune di Riano (RM)
<b>Sede Legale</b>	Largo Montechiara 1, 00060 Riano (RM)
<b>P. IVA/C.F.</b>	01101431003 / 02682200585
<b>Sito di installazione</b>	Via Giovanni XXIII, 2 - 00060 Riano (RM)
<b>Latitudine</b>	42°06' 3,96" N
<b>Longitudine</b>	12° 30' 23,76' E
<b>Superficie dell'impianto</b>	360 mq
<b>Caratteristiche</b>	183 moduli divisi in due impianti, installati su copertura prevalentemente a falda e in parte su tetto piano

### 3 Descrizione impianto

Nella progettazione architettonica dell'impianto in oggetto si è tenuto conto delle caratteristiche dell'edificio, in modo tale da ridurre al minimo l'impatto visivo e non apportare nessuna modifica sostanziale nel suo aspetto esterno. La copertura dell'edificio presenta una copertura di circa 360 mq, di tipo piano interamente disponibile per l'installazione di pannelli fotovoltaici e priva di ombreggiamenti. Data la tipologia di tetto i moduli verranno installati mediante strutture di supporto triangolari, ancorate o zavorrate alla copertura, in modo ottimizzarne l'esposizione e di conseguenza la producibilità. Le file di moduli verranno naturalmente opportunamente distanziate tra loro in modo da non ombreggiarsi reciprocamente.

Utilizzando pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino della dimensione di 1,719 x 1,140 m di potenza pari a 415 Wp, risulta installabile un impianto composto da 183 moduli della potenza complessiva di 75,94 kWp.

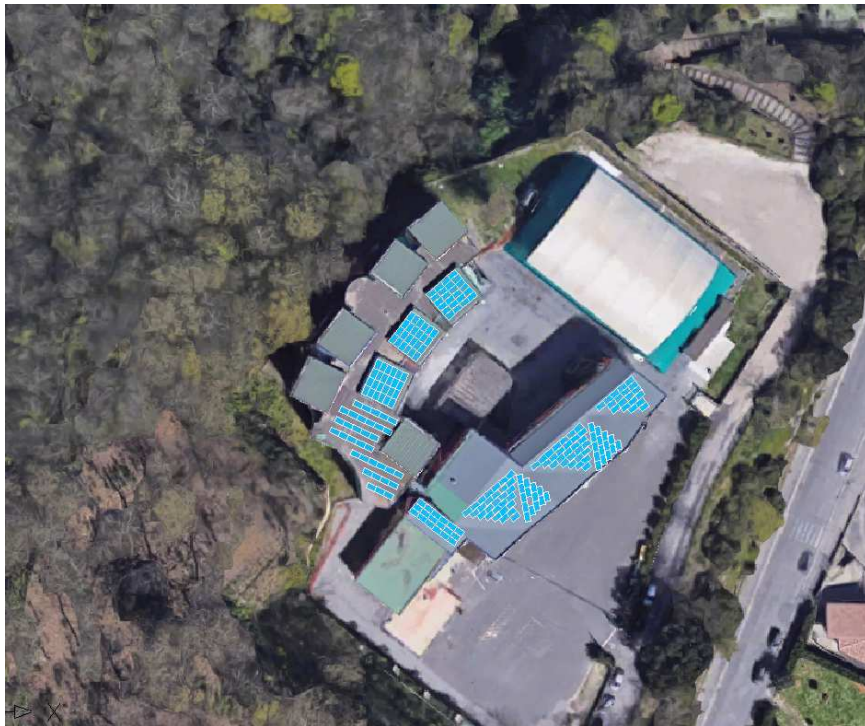
La potenza di picco dell'impianto, intesa come somma delle potenze di targa dei singoli moduli, è stata individuata sulla base della superficie disponibile in congruenza con i requisiti strutturali, funzionali ed architettonici richiesti dalla installazione stessa e dei consumi di energia elettrica medi della scuola (considerando sia quelli avuti fino ad oggi sia la stima di quelli futuri, data l'intenzione di installare la pompa di calore).

La configurazione elettrica adottata nel presente progetto per il funzionamento dell'impianto, consentirà al committente, attraverso il meccanismo dell'autoconsumo, di poter beneficiare dell'intera produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico per poter far fronte ai propri fabbisogni elettrici.

I moduli fotovoltaici saranno installati su struttura di supporto in alluminio estruso e ganci sul tetto in acciaio inox, in modo da avere al contempo elevata durata nel tempo, resistenza alla corrosione e agli agenti atmosferici e un peso contenuto.

Dovranno essere installati anche due contabilizzatori dell'energia elettrica, il primo posto a valle degli inverter per valutare l'energia prodotta e il secondo bidirezionale a monte della rete di distribuzione per misurare l'energia immessa e prelevata, e infine un dispositivo di interfaccia, per poter sezionare l'impianto dalla rete di distribuzione.

Nell'immagine seguente viene mostrata l'ipotesi di installazione dell'impianto con la planimetria dell'edificio e il suo layout.



**Figura 2 Planimetria impianto fotovoltaico**

## 4 Stima producibilità impianto

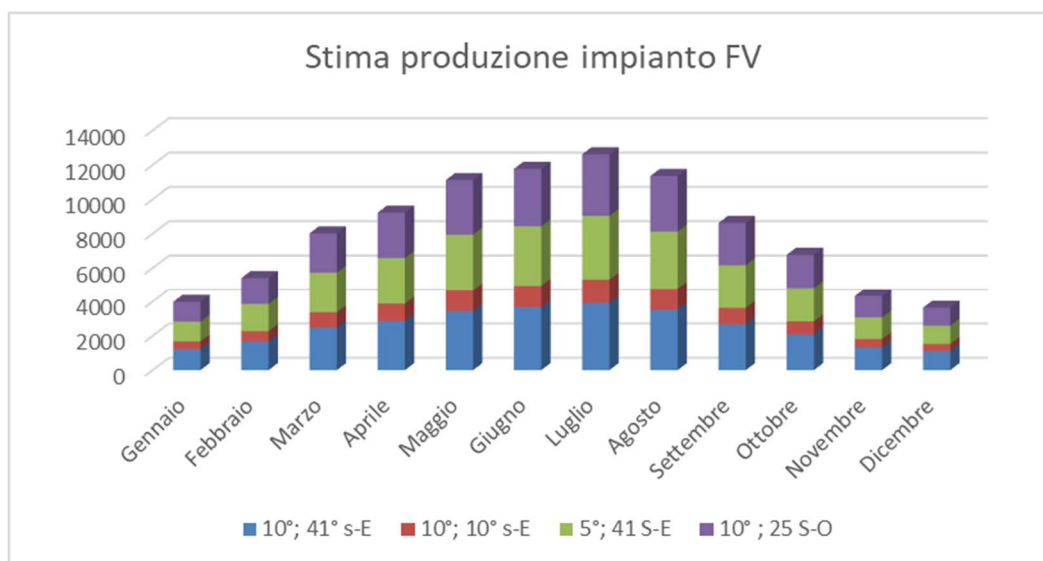
Per stimare la producibilità dell'impianto è stato utilizzato il software PVGIS del Joint Research Centre, il quale inserendo i dati caratteristici dell'impianto fornisce un valore medio mensile di producibilità per un intero anno.

Nel caso in esame si ha un impianto fotovoltaico sito nel comune di Riano, della potenza di 75,94 kWp, suddiviso in due impianti:

- IMPIANTO A, a servizio dell'edificio più recente della scuola, con potenza di 37,76 kWp installato in parte su una copertura con inclinazione di 5° e orientamento di 41° sud-est, in parte su un tetto piano con inclinazione di 10° e orientamento di 25° sud-ovest;
- IMPIANTO B, a servizio dell'edificio meno recente della scuola, con potenza di 38,18 kWp installato in parte su una copertura con inclinazione di 10° e orientamento di 41° sud-est, in parte su un tetto piano con inclinazione di 10° e orientamento di 10° sud-est, in parte su un tetto piano con inclinazione di 10° e orientamento di 25° sud-ovest;

Complessivamente si è ottenuta una producibilità stimata annua complessiva di 96.832 kWh (1.275 kWh/kWp).

Nel grafico sottostante vengono mostrati i report ottenuti dai dati PVGIS e un grafico della producibilità mensile stimata.



**Figura 3 Report producibilità impianto fotovoltaico**

L'impianto fotovoltaico descritto, considerando una producibilità stimata di 96.832 kWh/anno e una perdita di efficienza annuale dei moduli pari a 0,3%, consentirebbe di produrre in 25 anni 2.420 MWh, che corrispondono ad un uguale risparmio di energia elettrica prodotta tramite impianti di generazione alimentati da combustibili di origine fossile, con conseguente beneficio per l'ambiente.

Il risparmio di combustibile fossile ottenibile è quantificabile tramite alcuni indicatori, le Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP) risparmiate per la produzione di energia elettrica e le tonnellate di CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>) non emesse in atmosfera grazie al medesimo risparmio. In particolare l'installazione dell'impianto in oggetto consentirebbe i seguenti risparmi:

<b>TEP risparmiate in un anno</b>	18,10
<b>TEP risparmiate in 25 anni</b>	411,78
<b>tCO<sub>2</sub> risparmiate in un anno</b>	0,67
<b>tCO<sub>2</sub> risparmiate in 25 anni</b>	16,89

**Tabella 1 Risparmi di energia prodotta da fonte fossile**

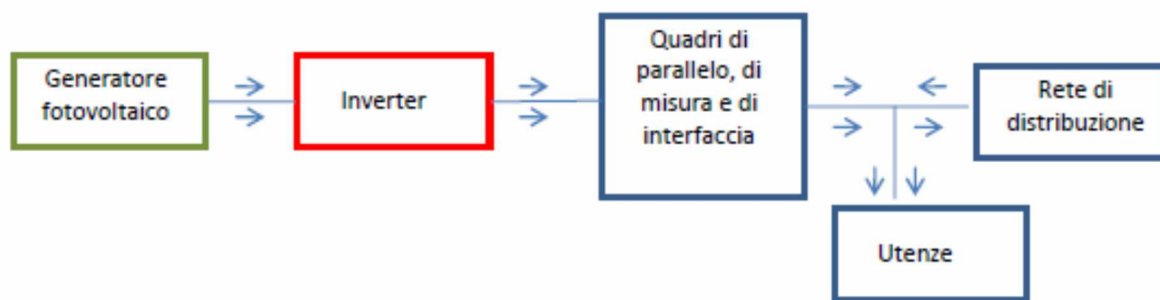
## 5 Dimensionamento impianto

I principali componenti di un impianto fotovoltaico sono:



- Moduli fotovoltaici
- Gruppi di conversione
- Strutture di supporto
- Quadri elettrici
- Cavi elettrici
- Contatori di energia elettrica

Nell'immagine seguente è riportato lo schema a blocchi dell'impianto.



**Figura 4 Schema a blocchi impianto FV**

## 5.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico proposto (di potenza pari a 415 Wp) è costituito da 340 celle di silicio monocristallino con tecnologia PERC Shingler. L'incapsulamento ed il fissaggio delle celle fotovoltaiche avviene attraverso due lastre di EVA (Vinilacetato di etilene) trasparenti che contengono additivi che ritardano l'ingiallimento delle celle dovuto all'esposizione ai raggi ultravioletti durante la vita operativa del modulo. Il vetro frontale è termicamente temprato e antiriflesso, la sua superficie presenta una trasmittanza, ovvero una capacità di essere attraversato dalla luce solare, elevata, ciò al fine di non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo. Infine sul retro delle celle, a chiusura del sandwich realizzato, viene utilizzato un foglio di color bianco di pellicola composita in grado di resistente all'acqua ed alle intemperie. Sul bordo dei moduli è presente un telaio in alluminio anodizzato resistente alla torsione e privo di camera a vuoto in modo da evitare problemi d'infiltrazione ed eventuali danni causati dal gelo e dall'umidità.

Le tolleranze solo positive fino a +5W garantiscono massima potenza senza compromesso. Pertanto la potenza nominale, garantita in ogni caso, può solo essere superata. Il modulo ha una perdita di potenza al grado centigrado di soli 0,34%/°C.

I moduli si distinguono per tecnologia di celle monocristalline con grado di efficienza maggiore al 21,2%.



Relazione specialistica impianto fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono coperti da garanzia attestante un decadimento della potenza erogata non superiore al 20% nell'arco di 25 anni.

La garanzia sul prodotto è di anni dodici (12) per i difetti di fabbrica. Il modulo così adottato è in grado di rispondere ai requisiti funzionali, strutturali ed architettonici previsti per l'installazione dello stesso. Le caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche del modulo sono state verificate attraverso prove in laboratorio che rispondono agli standard qualitativi previsti dalla norma CEI EN 61215 per i moduli al Silicio Cristallino. La certificazione sulla base delle più strette normative internazionali è ulteriore sinonimo di massima qualità. Una serie di diodi bypass, posta sul retro dei moduli evita un surriscaldamento delle singole celle fotovoltaiche (effetto hot-spot).

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche elettriche (misurate alle condizioni standard), meccaniche e le certificazioni che il modulo deve avere:

<b>Potenza massima</b>	415 Wp
<b>Tensione a vuoto</b>	47,1 V
<b>Tensione a massima potenza</b>	38,8 V
<b>Corrente di corto circuito</b>	11 A
<b>Corrente a massima potenza</b>	10,7 A
<b>Rendimento</b>	21,2 %
<b>Dimensioni</b>	1719 x 1140 x 35 mm
<b>Peso</b>	22 kg
<b>Certificazioni</b>	IEC 61215 e IEC 61730
<b>Garanzia rendimento</b>	80% dopo il 25° anno
<b>Garanzia prodotto</b>	12 anni

## 5.2 Gruppi di conversione

Il Gruppo di conversione permette la conversione dell'energia elettrica da corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici a corrente alternata. Essendo tensione e frequenza imposti dalla rete elettrica (230/400V e 50 Hz), l'inverter deve sincronizzarsi con quest'ultima e comportarsi come un generatore pressoché ideale di corrente alternata.

L'energia così convertita viene resa disponibile sia per l'autoconsumo, attraverso il parallelo con il sistema di distribuzione dell'utente, che per l'immissione nella rete del distributore locale.

Nel caso in esame l'impianto fotovoltaico sarà dotato di cinque inverter trifase con potenza variabile da 8,2 kW a 20 kW.

Ogni inverter è fornito di un circuito inseguitore del punto di massima potenza o Maximum Power Point Tracker (MPPT) sulla curva caratteristica I-V del generatore: mediante una sofisticata procedura di calcolo eseguita dal microprocessore, il gruppo di conversione determina il punto ottimale di lavoro del campo fotovoltaico che

corrisponde alla massima potenza generabile dal campo fotovoltaico nelle condizioni di insolazione in cui si trova.

Il dispositivo di conversione utilizza un ponte a IGBT ad alta frequenza di commutazione che trasforma la corrente continua in corrente alternata. Un differenziale di classe B integrato e conforme alla normativa IEC 60755 assicura i criteri di sicurezza previsti dalla CEI 64-8/7. L'inverter risulta conforme alle direttive Europee sulla Compatibilità Elettromagnetica (EMC); presenta infatti dei filtri EMC per la soppressione dei disturbi elettromagnetici; il gruppo di conversione, inoltre, è dotato di un Tester di isolamento ovvero di un sensore che verifica continuamente l'isolamento tra le polarità del campo fotovoltaico e la terra; tale funzione è realizzata mediante la misura della resistenza di isolamento. L'apparecchiatura è tarata per segnalare la perdita di isolamento quando la resistenza di isolamento tra la polarità +, o la polarità - e la terra scende al di sotto di 1 MOhm. L'inverter risulta essere dotato di opportune protezioni per i cortocircuiti e di varistori in grado di proteggerlo da pericolose sovratensioni indotte da fulminazioni dirette o indirette. Onde evitare l'accesso di personale non addetto, gli inverter saranno sistemati in un'area opportunamente scelta e sufficientemente areata in modo da non compromettere le prestazioni degli stessi per eccessivo surriscaldamento della temperatura di esercizio. Non sarà necessario l'utilizzo di un trasformatore di isolamento per garantire la separazione galvanica tra parte in corrente continua e corrente alternata poiché è presente una cabina di trasformazione di proprietà del committente.

Dai gruppi di conversione partirà una linea trifase in corrente alternata, opportunamente sezionata, che verrà connessa in parallelo all'impianto elettrico del richiedente e protetta mediante interruttore magnetotermico installato in prossimità del quadro generale attualmente esistente.

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche degli inverter:

Inverter	Inverter 20 kW	Inverter 17 kW	Inverter 15 kW	Inverter 6 kW
<b>Numero di MPPT</b>	2	2	2	2
<b>Intervallo di tensione MPP</b>	160 – 950 V	160 – 950 V	160 – 950 V	140 – 980 V
<b>Massima corrente in ingresso (<math>I_{dc,max}</math>)</b>	27 A	27 A	27 A	13,5 A
<b>Massima corrente di cortocircuito</b>	39 A	39 A	39 A	19,5 A
<b>Potenza nominale in uscita</b>	20.000 W	11.000 W	15.000 W	6.000 W
<b>Tensione di uscita</b>	400 V	400 V	400 V	400 V
<b>Corrente in uscita CA (<math>I_{ac,nom}</math>)</b>	33,5 A	28,5 A	25,2 A	10,1 A
<b>Efficienza massima</b>	98,65%	98,65%	98,65%	98,60%
<b>Garanzia</b>	5 anni	5 anni	5 anni	5 anni

### 5.2.1 Configurazione impianto

Le caratteristiche principali degli impianti fotovoltaici sono:

#### - **IMPIANTO A**

Potenza nominale complessiva : 37,76 kWp

Moduli fotovoltaici: n. 91 moduli in silicio monocristallino da 415 Wp

La cui configurazione elettrica è la seguente:

Inverter 1 – Pn = 15 kW

MPPT1: 1 stringa da 18 moduli

MPPT2: 1 stringa da 18 moduli

Inverter 2 – Pn = 20 kW

MPPT1: 2 stringhe da 18 moduli

MPPT2: 1 stringa da 19 moduli

#### - **IMPIANTO B**

Potenza nominale complessiva : 38,18 kWp

Moduli fotovoltaici: n. 92 moduli in silicio monocristallino da 415 Wp

La cui configurazione elettrica è la seguente:

Inverter 1 – Pn = 15 kW

MPPT1: 2 stringhe da 10 moduli

MPPT2: 1 stringa da 15 moduli

Inverter 2 – Pn = 17 kW

MPPT1: 2 stringhe da 10 moduli

MPPT2: 2 stringhe da 11 moduli

Inverter 3 – Pn = 6 kW

MPPT1: 1 stringa da 7 moduli

MPPT2: 1 stringa da 8 moduli

La connessione con la rete di distribuzione è di tipo trifase in bassa tensione.

Nell'immagine seguente viene mostrato come è stato configurato l'impianto

Impianto A:  
91 pannelli da 415 Wp  
Taglia Impianto: 37,76  
Kwp

Inverter 1 – Pn = 15 kW

MPPT1:

1 stringa da 18 moduli

MPPT2:

1 stringa da 18 moduli

Inverter 2 – Pn = 20 kW

MPPT1:

2 stringhe da 18 moduli

MPPT2:

1 stringa da 19 moduli

Impianto B:  
92 pannelli da 415 Wp  
Taglia Impianto: 38,18  
Kwp

Inverter 1 – Pn = 15 kW

MPPT1:

2 stringhe da 10 moduli

MPPT2:

1 stringa da 15 moduli

Inverter 2 – Pn = 17 kW

MPPT1:

2 stringhe da 10 moduli

MPPT2:

2 stringhe da 11 moduli

Inverter 3 – Pn = 6 kW

MPPT1:

1 stringa da 7 moduli

MPPT2:

1 stringa da 8 moduli



Figura 3 Configurazione elettrica degli impianti

## 5.3 Strutture di supporto

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici è composta da componenti costruiti impiegando alluminio ed acciaio inox: l'uso di materiali pregiati garantisce elevata durata nel tempo e resistenza alla corrosione e agli agenti atmosferici anche in condizioni di forte stress. Le strutture di supporto, oltre ad avere un sistema di fissaggio che rispetta pienamente le normative relative alla sicurezza, sono state progettate, realizzate e collaudate in base ai principi generali delle leggi 1086/71 (Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica) e 64/74 (Provvedimenti per i costruzioni con particolari

prescrizioni per le zone sismiche) nonché tenendo conto del Testo Unico Norme Tecniche per le costruzioni (D.M. 14 gennaio 2008). In particolare, tali strutture sono state dimensionate per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- Carico permanente: peso moduli;
- Sovraccarichi: Carico da neve, Azione del vento, Variazioni termiche (scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento), Effetti sismici.

Nel dettaglio le strutture sono composte da:

- ◆ Staffa di fissaggio per tetto a falda
- ◆ Profilo di tipo G per il fissaggio alle staffe
- ◆ Giunzioni per profilo da inserire all'interno
- ◆ Morsetti centrali e terminali per il fissaggio dei moduli ai profili

## 5.4 Quadri elettrici

### 5.4.1 Quadri in CC

A monte di ciascun inverter (sottocampo) è installato un quadro in corrente in continua denominato quadro di sottocampo, che provvede al sezionamento e alla protezione delle stringhe. Infatti, prima della connessione delle stringhe agli MPPT dell'inverter, ciascun di essa sarà dotata di un sezionatore. Inoltre, ogni MPPT sarà protetto da uno scaricatore in corrente continua per la protezione dalle sovratensioni.

### 5.4.2 Quadri in CA

A valle di ciascun inverter è installato un interruttore magnetotermico, denominato dispositivo di generatore (DDG), opportunamente dimensionato in base alla corrente di uscita, nel caso in esame di utilizzerà:

#### - IMPIANTO A

DDG1: Interruttore Magnetotermico Differenziale IN=32 A, curva C, 3P+N, 6 kA, Id=0,3 A, Tibo B

DDG2: Interruttore Magnetotermico Differenziale IN=40 A, curva C, 3P+N, 10 kA, Id=0,3 A, Tibo B

#### - IMPIANTO B

DDG1: Interruttore Magnetotermico Differenziale IN=32 A, curva C, 3P+N, 6 kA, Id=0,3 A, Tibo B

DDG2: Interruttore Magnetotermico Differenziale IN=32 A, curva C, 3P+N, 6 kA, Id=0,3 A, Tibo B

DDG3: Interruttore Magnetotermico Differenziale IN=16 A, curva C, 3P+N, 6 kA, Id=0,3 A, Tibo B

Entrambi gli impianti sono corredati da un interruttore denominato di Rincalzo (DDR) con il relativo circuito di rincalzo. La funzione di tale interruttore è quella di intervenire qualora gli organi meccanici del dispositivo di interfaccia (DDI), costituito da un contattore, dovessero incepparsi non operando la corretta apertura del circuito quando la protezione di interfaccia (SPI) gli ha inviato il relativo segnale.

L'attuazione del segnale di rincalzo avviene attraverso una bobina a lancio di corrente alimentata attraverso UPS per potere intervenire anche in assenza di tensione di rete. L'interruttore impiegato come interruttore di rincalzo per entrambi gli impianti è il seguente:

DDR: interruttore magnetotermico IN=63 A, curva C, 10 KA con bobina di rincalzo

Si ha poi il *Sistema di Interfaccia* costituito da una centralina (SPI) che invia comandi al sopramenzionato contattore (DDI).

Il sistema di interfaccia è tarato secondo la norma CEI 0-21 e interviene a seguito del controllo della tensione e della frequenza di rete.

La linea in uscita, successivamente al parallelo con il quadro elettrico generale lato utente, è connessa alla rete di distribuzione tramite il dispositivo generale dell'impianto fotovoltaico (DG). Tale dispositivo è costituito da un interruttore magnetotermico IN=63 A, curva C, 3P+N, 10 KA.

## 5.5 Cavi elettrici

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

### IMPIANTO A

#### - Inverter 1

**A. Lato C.C. - Cavi sezione 6 mm<sup>2</sup>** (moduli – inverter)

Tipologia: Cavo unipolare solare H1Z2Z2-K, 2x(2x1x6) mm<sup>2</sup>

**B.1. Lato C.A. - Cavi sezione 10 mm<sup>2</sup>** (inverter - DDG)

Tipo: Cavo unipolare FG16OR16 4x1x10 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 Kv

**B.2. Lato C.A. - Cavi sezione 25 mm<sup>2</sup>** (DDG - DG)

Relazione specialistica impianto fotovoltaico

Tipo: Cavo multipolare FG16OR16 3x1x25 mm<sup>2</sup> + 1x16 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 kV

**- Inverter 2**

**A. Lato C.C. - Cavi sezione 6 mm<sup>2</sup>** (moduli – inverter)

Tipologia: Cavo unipolare solare H1Z2Z2-K, 2x(2x1x6) mm<sup>2</sup>

**B.1. Lato C.A. - Cavi sezione 10 mm<sup>2</sup>** (inverter - DDG)

Tipo: Cavo unipolare FG16OR16 4x1x10 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 Kv

**B.2. Lato C.A. - Cavi sezione 25 mm<sup>2</sup>** (DDG - DG)

Tipo: Cavo multipolare FG16OR16 3x1x25 mm<sup>2</sup> + 1x16 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 kV

**IMPIANTO B**

**- Inverter 1**

**A. Lato C.C. - Cavi sezione 6 mm<sup>2</sup>** (moduli – inverter)

Tipologia: Cavo unipolare solare H1Z2Z2-K, 2x(2x1x6) mm<sup>2</sup>

**B.1. Lato C.A. - Cavi sezione 10 mm<sup>2</sup>** (inverter - DDG)

Tipo: Cavo unipolare FG16OR16 4x1x10 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 Kv

**B.2. Lato C.A. - Cavi sezione 25 mm<sup>2</sup>** (DDG - DG)

Tipo: Cavo multipolare FG16OR16 3x1x25 mm<sup>2</sup> + 1x16 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 kV

**- Inverter 2**

**A. Lato C.C. - Cavi sezione 6 mm<sup>2</sup>** (moduli – inverter)

Tipologia: Cavo unipolare solare H1Z2Z2-K, 2x(2x1x6) mm<sup>2</sup>

**B.1. Lato C.A. - Cavi sezione 10 mm<sup>2</sup>** (inverter - DDG)

Tipo: Cavo unipolare FG16OR16 4x1x10 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 Kv

**B.2. Lato C.A. - Cavi sezione 25 mm<sup>2</sup>** (DDG - DG)

Tipo: Cavo multipolare FG16OR16 3x1x25 mm<sup>2</sup> + 1x16 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 kV



### - Inverter 3

#### **A. Lato C.C. - Cavi sezione 6 mm<sup>2</sup>** (moduli – inverter)

Tipologia: Cavo unipolare solare H1Z2Z2-K, 2x(2x1x6) mm<sup>2</sup>

#### **B.1. Lato C.A. - Cavi sezione 10 mm<sup>2</sup>** (inverter - DDG)

Tipo: Cavo unipolare FG16OR16 4x1x10 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 Kv

#### **B.2. Lato C.A. - Cavi sezione 25 mm<sup>2</sup>** (DDG - DG)

Tipo: Cavo multipolare FG16OR16 3x1x25 mm<sup>2</sup> + 1x16 mm<sup>2</sup>

Tensione di esercizio: 0,6-1 kV

Per la posa dei cavi si utilizzeranno:

- canalizzazioni in tubo rigido, da posare a muro o su strutture metalliche, diametro 40 mm, inclusi tutti gli accessori per l'installazione, curve, cassette di derivazione e altri pezzi speciali (dai moduli ai quadri di parallelo);

- canalizzazioni in tubo corrugato flessibile per esterno, diametro 110 mm, inclusi tutti gli accessori per l'installazione, curve, cassette di derivazione e altri pezzi speciali (dai quadri di parallelo all'inverter).

<b>Linea riepilogo</b>	<b>Tipologia di cavo</b>	<b>Sezione</b>	<b>Tipologia di tubo</b>
Moduli FV – inverter	H1Z2Z2-K	6	In aria
Inverter - DDG	FG16OR16	10	corrugato/canalina
DDG - DG	FG16OR16	25	corrugato/canalina

I cavi sono a norma CEI 20-13, CEI 20-22 II, CEI 20-34, marchiatura I.M.Q., ed è stato rispettato il codice dei colori.

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

- Conduttore di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio);
- Conduttore di fase: grigio/marrone/nero;
- Conduttore per circuiti in c.c.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

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

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

- $U_{OCXstringa} \leq V_{max}$
- $U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$
- $U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$
- $I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$
- $P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$

#### IMPIANTO A:

- **Inverter 1**

	Condizione	MPPT 1				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	927,92	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA
2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	613,54	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	764,40	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	10,89	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	7470	$\leq$	11250	[W]	VERIFICATA

	Condizione	MPPT 2				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	927,92	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA
2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	613,54	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA

Relazione specialistica impianto fotovoltaico

3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MPPTmax}$	764,40	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	10,89	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	7470	$\leq$	11250	[W]	VERIFICATA

- **Inverter 2**

	Condizione	MPPT 1				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	927,92	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA
2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MPPTmin}$	613,54	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MPPTmax}$	764,40	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	21,79	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	14940	$\leq$	15000	[W]	VERIFICATA

	Condizione	MPPT 2				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	979,47	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA

Relazione specialistica impianto fotovoltaico

2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	647,63	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	806,87	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	10,89	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	7885	$\leq$	15000	[W]	VERIFICATA

**IMPIANTO B:**

**- Inverter 1**

	Condizione	MPPT 1				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	515,51	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA
2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	340,86	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	424,67	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	21,79	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	8300	$\leq$	11250	[W]	VERIFICATA

	Condizione	MPPT 2				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	773,26	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA

Relazione specialistica impianto fotovoltaico

2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	511,29	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	637,00	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	10,89	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	6225	$\leq$	11250	[W]	VERIFICATA

- **Inverter 2**

	Condizione	MPPT 1				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	515,51	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA
2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	340,86	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	424,67	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	21,79	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	8300	$\leq$	12750	[W]	VERIFICATA

	Condizione	MPPT 2				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	567,06	$\leq$	1080	[V]	VERIFICATA

Relazione specialistica impianto fotovoltaico

2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	374,94	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	467,13	$\leq$	950	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	21,79	$\leq$	27,0	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	9130	$\leq$	12750	[W]	VERIFICATA

- **Inverter 3**

	Condizione	MPPT 1				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	360,86	$\leq$	1100	[V]	VERIFICATA
2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	238,60	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	297,27	$\leq$	980	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	10,89	$\leq$	13,5	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	2905	$\leq$	4500	[W]	VERIFICATA

	Condizione	MPPT 2				
1	$U_{OCXstringa} \leq V_{max}$	412,41	$\leq$	1100	[V]	VERIFICATA

Relazione specialistica impianto fotovoltaico

2	$U_{MPPminstringa} \geq V_{MMPTmin}$	272,69	$\geq$	200	[V]	VERIFICATA
3	$U_{MPPmaxstringa} \leq V_{MMPTmax}$	339,73	$\leq$	980	[V]	VERIFICATA
4	$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$	10,89	$\leq$	13,5	[A]	VERIFICATA
5	$P_{PVMPPT1} \leq P_{MPPT1}$	3320	$\leq$	4500	[W]	VERIFICATA

Le disuguaglianze risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e l'inverter utilizzato.

## 5.6 Contatori di energia elettrica

Il Distributore di Rete, all'atto di messa in parallelo dell'impianto, ha installato due gruppi di misura:

- Un **misuratore dell'energia totale prodotta** dal sistema fotovoltaico da posizionare a valle del generatore fotovoltaico.
- Un **misuratore bidirezionale di energia immessa e auto consumata**, in quanto l'impianto servirà ad alimentare le utenze presenti nell'edificio e cederà in rete la quota eccedente.

## 6 Verifica Tecnico-Funzionale

A lavori ultimati l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- 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.);
- condizione:  $P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I / I_{STC}$ , ove:



Relazione specialistica impianto fotovoltaico

- ☐  $P_{cc}$  è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%,
- ☐  $P_{nom}$  è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
- ☐  $I$  è l'irraggiamento (in  $W/m^2$ ) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
- ☐  $I_{STC}$ , pari a  $1000 W/m^2$ , è l'irraggiamento in condizioni standard;  
Tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 W/m^2$
- condizione:  $P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$ , ove:  $P_{ca}$  è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;  
Tale condizione deve essere verificata per  $P_{ca} > 90\%$  della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.