



**Finanziato
dall'Unione europea**
NextGenerationEU

TITOLO:

CUP J44H22000820006 - INSTALLAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO PER ABBATTIMENTO CONSUMI ENERGETICI PRESSO GLI IMMOBILI COMUNALI (STRALCIO 2023: PLESSO SCOLASTICO SAN PANCRAZIO)

OGGETTO:

RELAZIONE TECNICA

COMMITTENTE:



COMUNE DI PALAZZOLO SULL'OGLIO
Via XX Settembre, 32
25036 Palazzolo sull'Oglio (BS)
protocollo@comune.palazzolosulloglio.bs.it
Tel. 030 7405500 | Fax 030 7405566
P. IVA 00559720982

TIMBRO E FIRMA:

PROGETTISTA:



START ENGINEERING S.r.l.
Via per Rovato, 29/C - 25030 ERBUSCO (BS)
info@starteng.it
T. +39 030 5281283
P.I. 04166670986

TIMBRO E FIRMA:



Erbusco, 05/06/2023

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	1

SOMMARIO

1.	PREMESSA	4
2.	VALENZA DELL'INIZIATIVA	4
3.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
4.	SITO DI INSTALLAZIONE	5
4.1.	Dati immobile	5
4.2.	Inquadramento territoriale	5
4.3.	Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	6
4.4.	Disponibilità della fonte solare	7
	Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	7
4.5.	Fattori morfologici e ambientali	7
	Ombreggiamento	7
	Albedo	8
5.	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	9
5.1.	Procedure di calcolo	9
	Criterio generale di progetto	9
	Criterio di stima dell'energia prodotta	9
	Criterio di verifica elettrica	10
	Criteri di calcolo linee elettriche	10
	Criteri di protezione	12
6.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	16
6.1.	Fabbisogno Energetico	16
6.2.	Capacità di produzione	16
6.3.	Bilancio ambientale	16
	Strutture di appoggio e sostegno dei moduli fotovoltaici	17
	Moduli fotovoltaici	19
	Inverter conversione DC-AC	21
	Quadri elettrici	23
	Cablaggio elettrico	23
	Canalizzazioni	24
	Impianto messa a terra e protezione contro i fulmini	25
	Contatori fiscali	25
	Prescrizioni V.V.F	25
7.	CONFIGURAZIONE IMPIANTO	27
8.	NOTA GENERALE ALLA RELAZIONE TECNICA DI PROGETTO	27
	ALLEGATO 1 – Configurazione Stringhe	28

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	2

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	3

1. PREMESSA

La presente relazione tecnica è redatta nell'ambito del *"Bando Energia rinnovabile - Sostegno alla realizzazione di impianti integrati per favorire la copertura del fabbisogno energetico degli edifici pubblici mediante fonti rinnovabili"* D.d.u.o. 28 giugno 2022 - n. 9298, al fine di descrivere il progetto di installazione di impianti fotovoltaici sugli immobili di proprietà del Comune di Palazzolo Sull'Oglio, che l'amministrazione intende realizzare con l'obiettivo di ridurre i propri consumi energetici e il proprio impatto ambientale.

Con il presente progetto si intende realizzare un impianto fotovoltaico denominato **"S. PANCRAZIO – PLESSO SCOLASTICO"**, ubicato presso il plesso scolastico sito in Via XXV Aprile, 6 – 25036 Palazzolo Sull'Oglio (BS), di proprietà del Comune di Palazzolo sull'Oglio (BS), con sede legale in Via XX Settembre, 32 – 25036 Palazzolo Sull'Oglio (BS)

L'impianto sarà destinato alla produzione di energia elettrica ed opererà in parallelo alla rete del distributore locale (e-distribuzione S.p.A.).

La potenza di picco complessiva dell'impianto fotovoltaico sarà di **41,85 kWp**, come meglio descritto all'interno della presente relazione.

La potenza nominale dell'impianto fotovoltaico ai fini della connessione sarà di **40,00 kWp**.

La presente relazione tecnica e di calcolo si riferisce al **dimensionamento dell'impianto fotovoltaico**, come di seguito specificato:

- Dimensionamento potenza impianto
- Linee stringhe DC
- Linee bassa tensione AC
- Quadro elettrico interfacciamento fotovoltaico

2. VALENZA DELL'INIZIATIVA

Con la realizzazione dell'impianto, 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.

3. NORMATIVA 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, dal D.lgs 3 aprile 2006 n.152 e s.m.i. e dalla Legge 221/2015 e s.m.i.

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 prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	4

4. SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

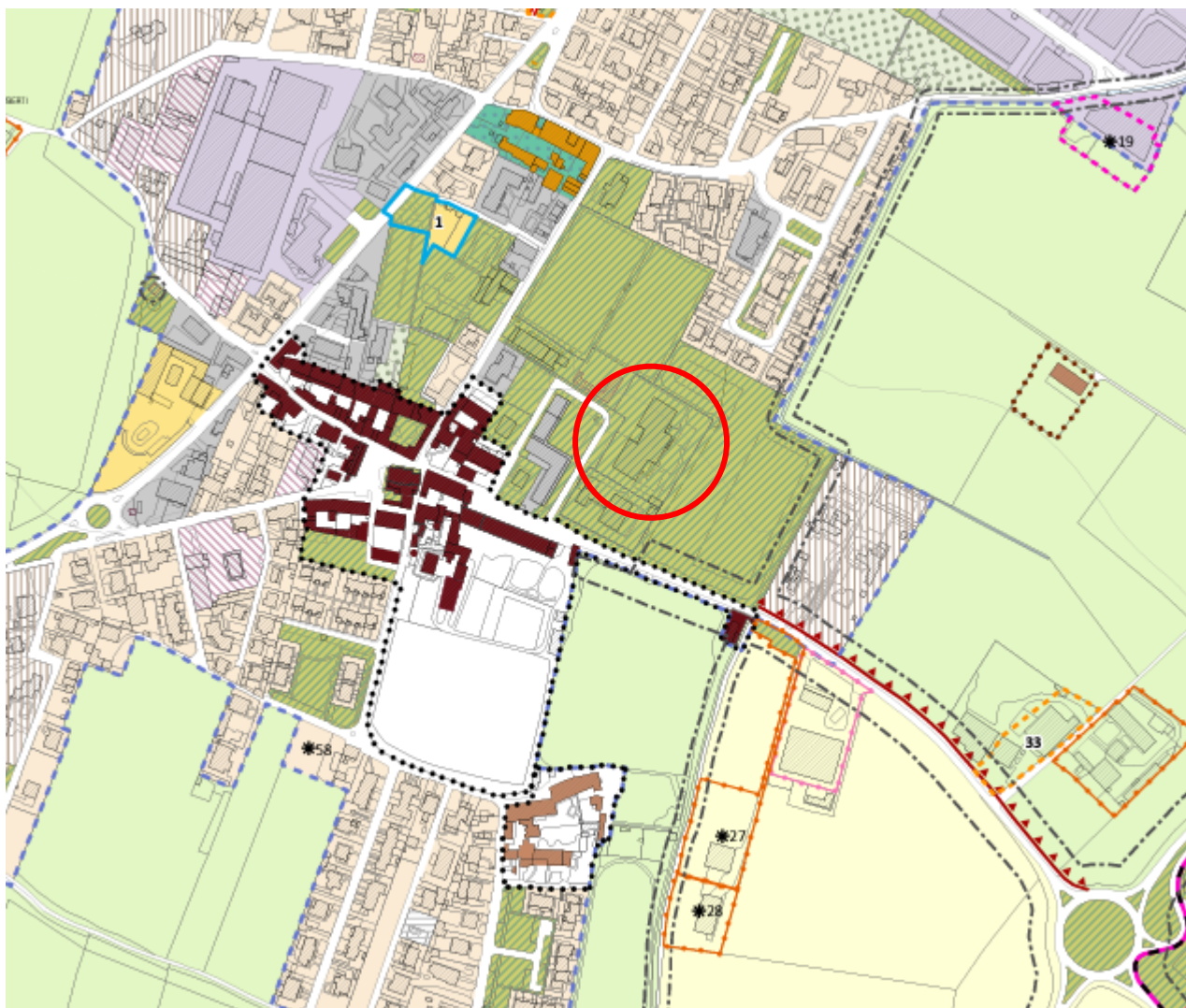
4.1. Dati immobile

L'immobile in esame risulta avere le seguenti caratteristiche :

Volume lordo riscaldato	7.563	m ³
Superficie utile riscaldata	1.740	m ²

4.2. Inquadramento territoriale

Il fabbricato in oggetto risulta ubicato al Foglio 40, Particella 323 Subalterno 1 del comune di Palazzolo Sull'Oglio (BS) in area SP "Attrezzature e servizi pubblici e/o di interesse generale". Le opere in progetto non sono in contrasto con la pianificazione urbanistica.

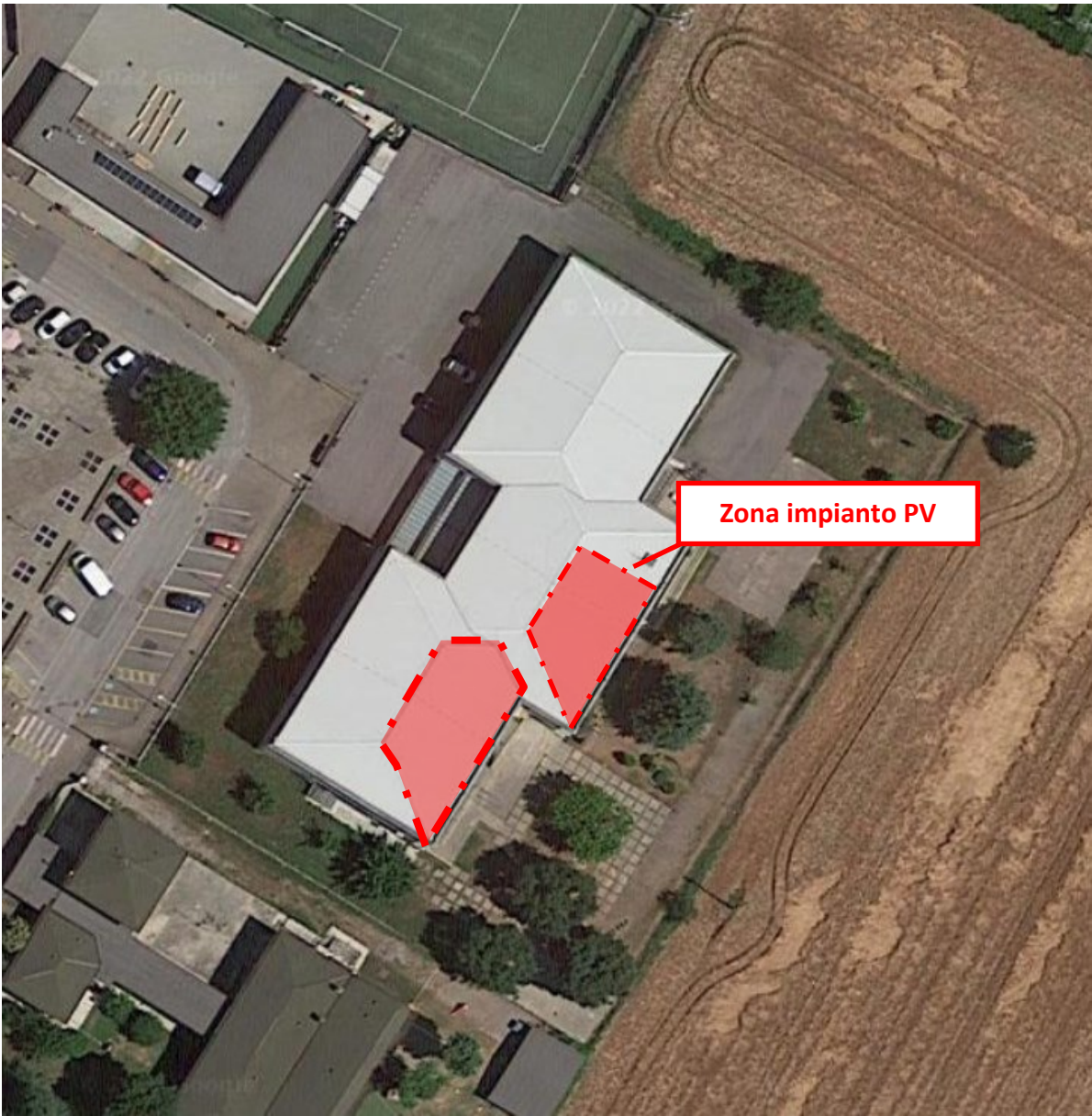


ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	5

4.3. Disponibilità di spazi sui quali installare l’impianto fotovoltaico

L’impianto fotovoltaico sarà posato sulla copertura del fabbricato sito in Via XXV Aprile, 6, Palazzolo Sull’Oglio (BS).

L’installazione sarà complanare alla falda, che nello specifico trattasi di lamiera.



Vista aerea con individuazione zona impianto



ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	6

4.4. Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati resi disponibili dal software PVGIS relativi a valori medi mensili della irradiazione solare.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di PALAZZOLO SULL'OGGIO (BS) avente latitudine 45,611° N, longitudine 9,922° E e altitudine di 196 m.s.l.m.m., i valori medi mensili dell'irradiazione solare stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
49,51	66,75	115,93	148,61	182,74	204,24	221,08	185,02	132,65	85,29	49,46	41,45

Fonte dati: PVGIS – Database SARA2

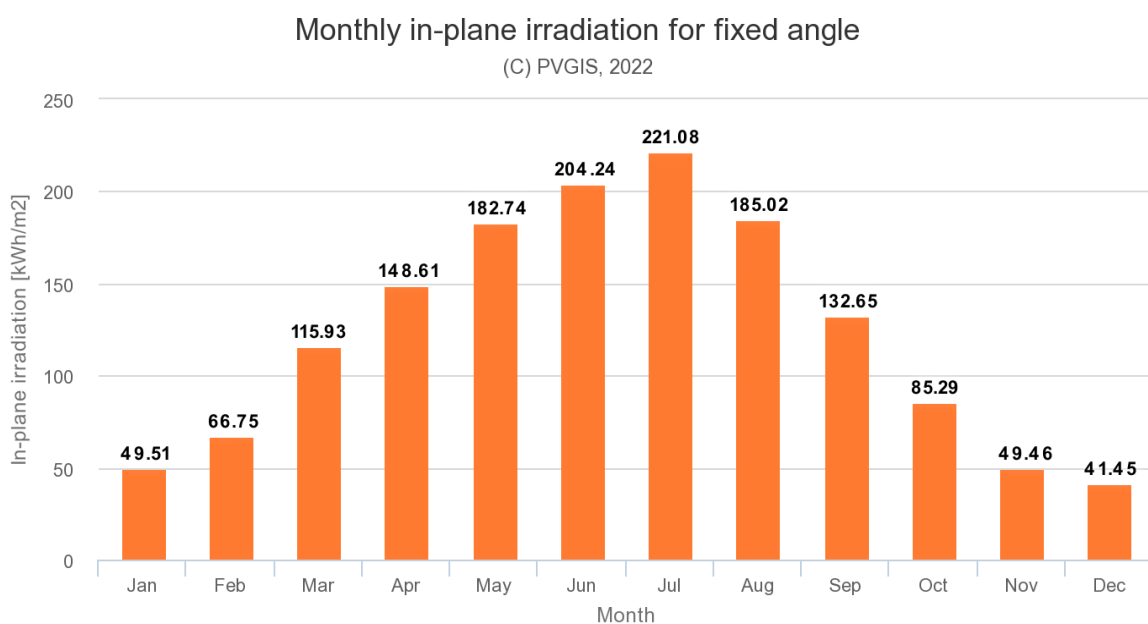


Fig. 1: Irradiazione media mensile [kWh/m²]- Fonte dati: PVGIS – SARA2

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sono pari a 1482,73 kWh/m² (Fonte dati: PVGIS – SARA2).

4.5. Fattori morfologici e ambientali

Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1,00.

Di seguito il diagramma solare per il comune di PALAZZOLO SULL'OGGIO:

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	7

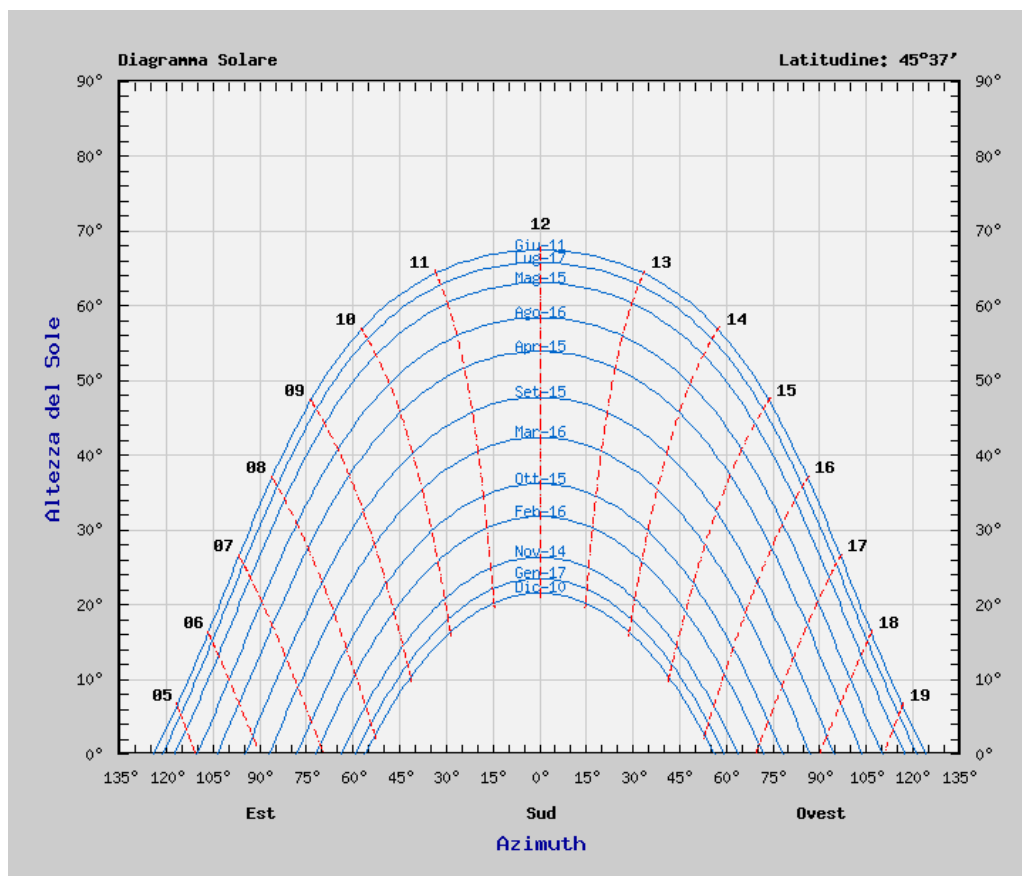


Fig. 2: Diagramma solare

Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI/TR 11328-1:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

L'albedo medio annuo è pari a 0,20.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	8

5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

5.1. Procedure di calcolo

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

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

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	9

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Criteri di calcolo linee elettriche

Al fine di dimensionare correttamente una linea elettrica, occorre innanzitutto:

- Conoscere/calcolare la corrente di impiego di ogni singolo carico;
- Ipotizzare un coefficiente di contemporaneità ed un coefficiente di utilizzo;
- Stabilire il tipo di posa, definendo la disposizione e la quantità di cavi/terne presenti;
- Conoscere/ipotizzare la distanza tra il punto di alimentazione ed il carico

La portata di corrente dei 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., funzionanti in regime permanente e posati in aria sono stabilite dalla norma CEI-UNEL 35024/1.

In particolare, la portata I_z di un cavo, per una determinata condizione di installazione, si ricava con la seguente formula:

$$I_z = I_0 k_1 k_2$$

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	10

Dove:

- I_0 è la portata alla temperatura ambiente convenzionale di 30°C, relativa al singolo cavo multipolare o all'insieme dei cavi unipolari che costituiscono il singolo circuito, per le diverse condizioni di posa (Vd. tabella in generalità)
- k_1 è il fattore di correzione da applicare se la temperatura ambiente effettiva è diversa da 30°C; il suo valore è >1 se la temperatura è inferiore a 30°C (la portata aumenta), <1 se superiore a 30°C (la portata diminuisce).
- k_2 è il fattore di correzione da applicare per più circuiti installati in fascio o in strato; i valori inferiori all'unità indicano che la portata deve essere ridotta per tener conto dell'effetto di prossimità dovuto a più circuiti o cavi vicini tra loro.

Di seguito si riportano i valori da prendere in considerazione per la determinazione di k_1 e k_2 .

TEMP. (°C)		10	15	20	25	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
K1	PVC	1,22	1,17	1,12	1,06	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	0,5				
	EPR	1,15	1,12	1,08	1,04	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65	0,58	0,5	0,41

Tabella dei coefficienti di temperatura (K1) relativa alle pose in aria libera
secondo la tabella CEI Unel 35024/1

METODO DI INSTALLAZIONE	NUMERO DI CAVI MULTIPOLARI O DI CIRCUITI											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
In unico tubo, condotto o canale	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
Singolo strato su parete, pavimento, passerella non forata	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavo multipolari		
Singolo strato su passerella forata	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
Singolo strato su mensola o scaletta	1,00	0,87	0,82	0,80	0,79	0,79	0,79	0,78	0,78			
Cavi a soffitto, singolo strato	0,95	0,81	0,72	0,66	0,64	0,64	0,63	0,62	0,61			

Tabella dei coefficienti K2

Per la determinazione della portata in condizioni di posa interrata, si fa riferimento alle tabelle della norma CEI-UNEL 35026, applicabile ai cavi isolati con materiale elastomerico (EPR o XLPE, 90°C) o termoplastico (PVC, 70°C) usati in impianti con tensione nominale fino a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c., con conduttori di rame e funzionanti a regime permanente.

Le tabelle si riferiscono a cavi interrati entro tubi protettivi; per cavi direttamente interrati, per i quali la portata è maggiore a parità di altre condizioni in quanto lo scambio termico è più efficace, la stessa norma consente di valutare la portata moltiplicando per 1,15 quella relativa a corrispondente cavo posto entro tubo interrato.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	11

La portata I_z di un cavo, in una determinata condizione di installazione, si ricava con la seguente espressione:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

Dove:

- I_0 è la portata del cavo in esame in condizioni standard, quando tutti i fattori di correzione sono unitari, ossia quando la temperatura del terreno è 20°C, vi è un solo circuito formato da cavi unipolari o un solo cavo multipolare, la profondità di posa è 0,8 m e la resistività termica del terreno vale 1,5 K m/W.
- k_1 è il fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C; poiché all'aumentare della temperatura ambiente la portata diminuisce, per temperature superiori a 20°C si avrà $k_1 < 1$ e viceversa.
- k_2 è il fattore di correzione che tiene conto del numero di circuiti elementari nel caso di cavi unipolari e del numero di cavi tripolari posati sullo stesso strato di terreno e della loro distanza; all'aumentare del numero di circuiti o di cavi e al diminuire della loro distanza il valore di tale fattore diminuisce, dato che occorre ridurre la portata.
- k_3 è il fattore di riduzione da applicare nel caso di profondità di posa diversa dal valore di riferimento di 0,8 m; per profondità superiori si avrà $k_3 < 1$ (minore portata dovuta alla maggiore difficoltà di smaltimento del calore) e viceversa.
- k_4 è il fattore di correzione che tiene conto della resistività del terreno; il suo valore è minore di 1 quando la resistività è superiore a quella di riferimento e viceversa, dato che una maggiore resistività del mezzo comporta una dissipazione termica meno efficace, con conseguente riduzione della portata.

La potenza convenzionale di un circuito elettrico è la potenza attiva per la quale deve essere dimensionato il circuito, tenendo conto di opportuni coefficienti valutati statisticamente oppure in base al funzionamento degli utilizzatori, mediante i quali si tiene conto della potenza mediamente richiesta dai singoli carichi elettrici collegati al circuito e della contemporaneità di funzionamento.

Le sezioni dei conduttori oggetto del presente progetto sono state calcolate in funzione della potenza impegnata e della lunghezza dei circuiti, rispettando che la massima caduta di tensione non superi il valore del 4% della tensione a vuoto a fine linea.

La colorazione dei conduttori interni ai cavi impiegati dovrà rispondere a quanto indicato dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712, ed in particolare:

- **marrone** per la fase **R**;
- **grigio** per la fase **S**;
- **nero** per la fase **T**;
- **blu chiaro** per il neutro **N**;
- **giallo/verde** per il conduttore di protezione **PE**.

Criteri di protezione

In relazione all'impianto elettrico, sono previsti dispositivi di protezione atti ad interrompere i sovraccarichi e le correnti di cortocircuito dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano diventare pericolose a causa degli effetti termici e meccanici prodotti nei conduttori e nelle connessioni.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	12

PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

• contro i cortocircuiti:

- Potere di interruzione: gli interruttori garantiscono un adeguato potere di interruzione, coerente al valore del cortocircuito presunto nel punto di installazione.
- Sollecitazione termica all'inizio della linea: verificata la protezione di cui sopra, gli interruttori possono considerarsi idonei anche per la protezione contro il corto circuito all'inizio della linea.
- Sollecitazione termica al termine della linea: la corrente minima di cortocircuito al termine della linea dovrà essere tale da far intervenire la protezione posta a monte (in corrispondenza del tratto magnetico).
- Viene evitata la verifica in quanto le singole linee sono protette contro il sovraccarico e pertanto risulta superfluo il controllo della corrente minima di cortocircuito al termine della linea (Norma CEI 64-8/5 pag. 70).
- Per quanto detto (potere di interruzione, corrente minima di cortocircuito in corrispondenza del tratto magnetico...), la combinazione interruttori-cavi, soddisfa anche la condizione, prevista dalle Norme CEI 64-8 Cap.43:

$$(I^2 t) \leq K^2 S^2 \quad (1)$$

dove:

$I^2 t$ è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito (in $A^2 S$)

I = Corrente effettiva di cortocircuito (valore efficace);

t = Durata in secondi del fenomeno;

K = Dato caratteristico dell'isolante del conduttore;

S = Sezione del conduttore;

K è una costante che identifica le caratteristiche dell'isolante indicata nella Norma CEI 64-8 e per i conduttori prescritti nel presente progetto ha i seguenti valori:

115 per i conduttori in rame isolati in PVC

143 per i conduttori in rame isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato.

Attraverso opportuni calcoli la relazione (1) è stata verificata per le condutture facenti parte del presente progetto.

- contro i sovraccarichi:

- la protezione verrà attuata mediante il coordinamento tra la conduttura e il dispositivo di protezione posto a monte, in modo da soddisfare le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_b \leq I_n \leq 0,96 I_z \text{ (nel caso di Fusibili)}$$

$$I_f \leq I_n \leq 1,45 I_z \text{ (nel caso di Interr. Automatici)}$$

dove:

I_b = Corrente di impiego del circuito;

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	13

In = Corrente nominale del dispositivo di protezione;

Iz = Corrente in regime permanente della conduttura (portata):

If = Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

PROTEZIONE CONTRO GLI SCATTI INTEMPESTIVI

(Selettività Amperometrica e Differenziale)

La selettività dei dispositivi di protezione contro le sovracorrenti sarà ottenuta interrompendo l'alimentazione con il dispositivo che controlla la parte di impianto immediatamente a monte da dove è avvenuto il guasto, sempre in direzione, da valle verso monte.

La selettività dei dispositivi (Interruttori/Fusibili) per la protezione contro gli scatti intempestivi, potrà essere ottenuta applicando le seguenti modalità:

Selettività Amperometrica

- a) La caratteristica di non funzionamento tempo/corrente del dispositivo posto a monte si deve trovare al di sopra della caratteristica di interruzione tempo/corrente del dispositivo posto a valle.

Selettività Differenziale

- b) La corrente differenziale nominale del dispositivo posto a monte deve essere adeguatamente superiore (3 volte minimo) a quella del dispositivo posto a valle.
- c) Per ottenere una selettività affidabile il dispositivo a monte dovrà essere di tipo regolabile (tempo/corrente Selettivo) ed il dispositivo a valle dovrà essere di tipo fisso (Tipo Generale)

Quanto sopra sarà eseguito assicurando la protezione richiesta alle diverse parti dell'impianto (coordinamento).

Le condizioni "a" e "b" dovranno essere ambedue rispettate.

PROTEZIONI CONTRO I CONTATTI ACCIDENTALI DIRETTI E INDIRETTI

Contro i contatti diretti.

Il sistema di protezione dai contatti diretti adottato è tale da assicurare un grado di protezione minimo di IPXXB e IPXXD per le superfici orizzontali a portata di mano.

Le barriere e gli involucri devono essere saldamente fissati ed avere una buona stabilità e durata nel tempo, in modo da conservare il grado di protezione ed una adeguata separazione delle parti attive nelle condizioni di servizio.

Nel caso sia necessario rimuovere tali barriere o involucri, l'operazione deve essere eseguita obbligatoriamente con l'uso di una chiave o attrezzo speciale.

Dopo l'interruzione dell'alimentazione delle parti attive contro le quali le barriere offrono protezione, il

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	14

ripristino dell'alimentazione sarà possibile solo dopo la sostituzione o la chiusura delle barriere stesse.

Quando una barriera intermedia con grado di protezione non inferiore a IPXXB protegga dal contatto con parti attive, tale barriera deve poter essere rimossa solo con l'uso di una chiave o un attrezzo speciale.

Contro i contatti indiretti.

In presenza di sistemi TT, viene adottato il sistema di protezione tale che tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Affinché tale protezione sia operativa, deve essere soddisfatta la seguente relazione:

$$R_a \times I_a \leq 25 \text{ V}$$

dove:

R_a è la somma delle resistenze dei dispersori e dei conduttori di protezione delle masse espressa in ohm.

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, espressa in Ampere;

In caso di utilizzo di un interruttore differenziale la corrente **I_a** sarà la corrente nominale del dispositivo differenziale **I_{Δn}**

Per ottenere selettività con i dispositivi di protezione a corrente differenziale nei circuiti di distribuzione è ammesso un tempo di interruzione non superiore ad 1 sec.

La misura della resistenza di terra e la verifica del corretto coordinamento delle protezioni saranno effettuate al termine dei lavori a cura dell'impresa installatrice.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	15

6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto oggetto del presente progetto è di tipo grid-connected, allacciato in parallelo all'impianto dell'immobile, nella sezione bassa tensione.

L'immobile è collegato alla rete distributore (e-distribuzione S.p.A.) con una fornitura in Bassa Tensione; pertanto, l'impianto rispetterà le prescrizioni della norma CEI0-21 in materia di utenti attivi.

6.1. Fabbisogno Energetico

L'immobile oggetto del presente progetto ha un fabbisogno energetico pari a **316,86 kWh/m² a (da ACE 72,9 kWh/m³ a).**

Attualmente risulta avere una fornitura in BT avente le seguenti caratteristiche

POD	Potenza disponibile	Livello di tensione
IT001E04713580	30 kW	BT -380 V

E una fornitura di gas naturale avente le seguenti caratteristiche:

PDR
7800182063818

Il consumo annuo di energia elettrica, desunto da fatture, è pari a **37.387 kWh**

Il consumo annuo di gas naturale, è pari a **23.378 Smc**

6.2. Capacità di produzione

La potenza di picco totale prevista da installare è pari a **41,85 kW** che consentirebbe una produzione di energia elettrica annua pari a **47.625,3 kWh** (equivalente a circa **1.138 kWh/kW**), derivante da **93** moduli monocristallini da **450 Wp**.

6.3. Bilancio ambientale

Attualmente l'emissione di CO_{2eq} dell'immobile in esame risulta pari a **111,3 kg/m² a (da ACE 25,6 kg/m³ a)**, mentre l'emissione annua di PM_{10eq} è pari a **0,39 g/m² a**.

A seguito della realizzazione dell'intervento in esame si stima che sia possibile conseguire i seguenti benefici ambientali

- Risparmio CO_{2eq} **12,86 kg/m² a** (22,38 t/a);
- Risparmio PM_{10eq} **0,38 g/m² a** (0,66 kg/a);

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	16

Di seguito si riporta la descrizione dei componenti dell’impianto.

Strutture di appoggio e sostegno dei moduli fotovoltaici

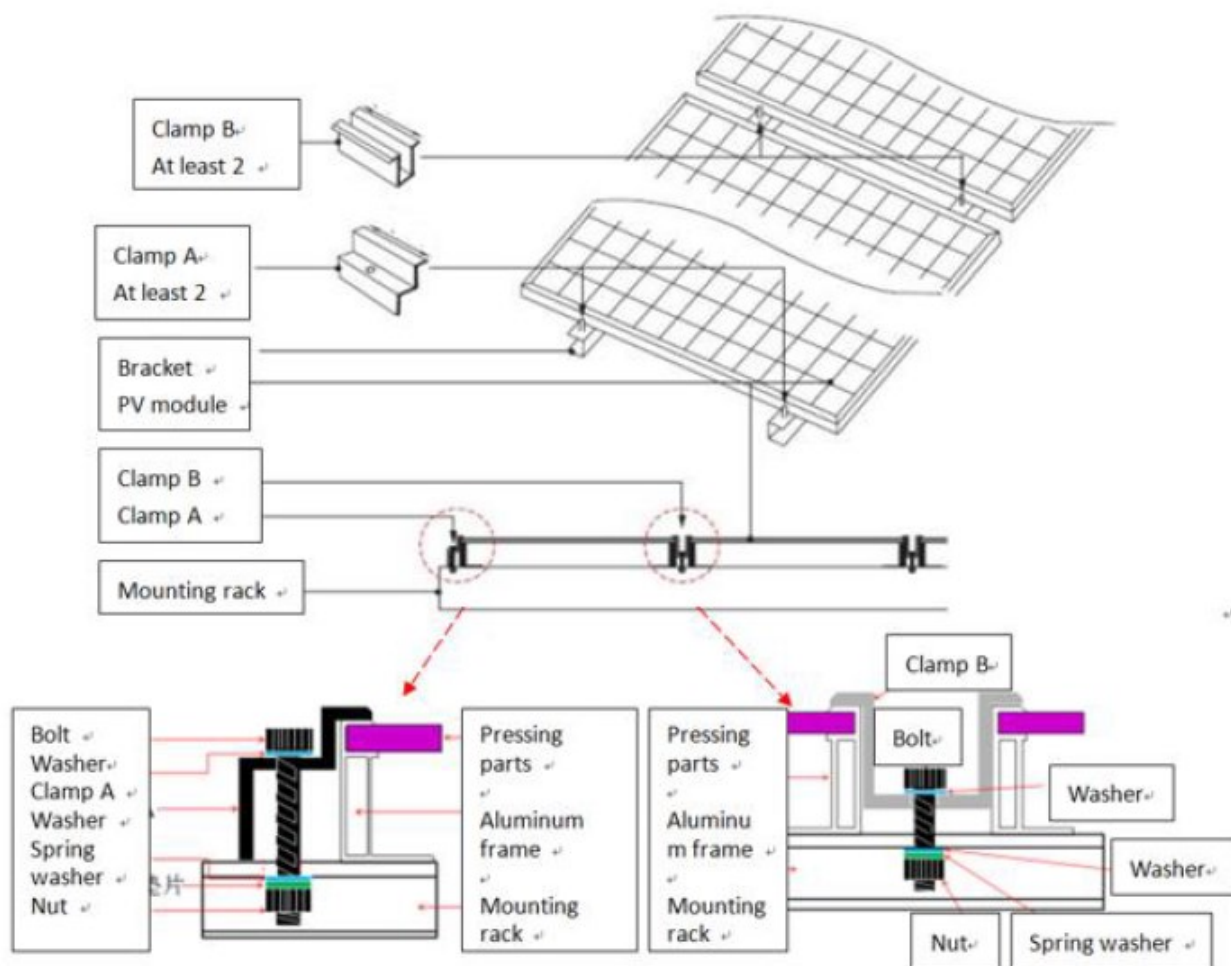
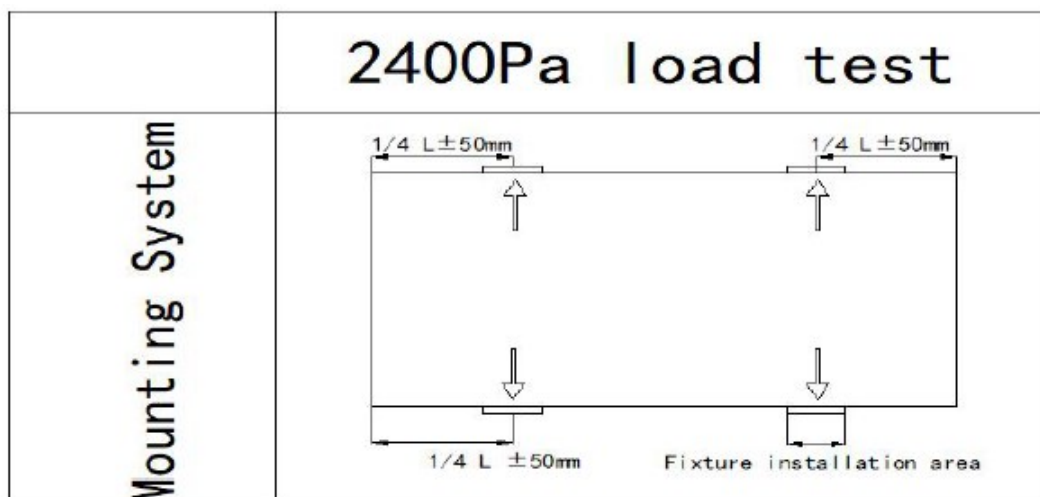
I moduli fotovoltaici verranno fissati su morsetti per ancoraggio su lamiera grecata a coda di rondine, poste in distanza di rispetto prevista dal manuale di posa dei moduli fotovoltaici.

Di seguito si riportano le specifiche di posa.

Morsetti per ancoraggio su lamiera grecata a coda di rondine

codice	viti M	sp.	materiale	imb.
TA30001.B	8	2,5	Alluminio	20

Morsetti per ancoraggio su lamiera grecata a coda di rondine TA30001.B

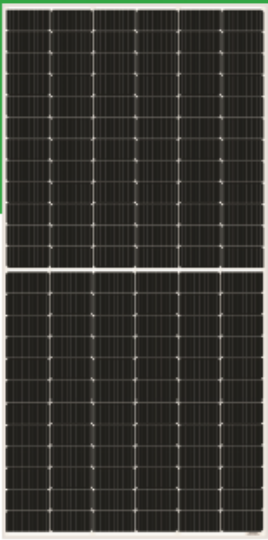


ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	18

Moduli fotovoltaici

Per l'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto, verranno posati n. 93 moduli fotovoltaici monocristallini da 450 Wp marca Amerisolar modello AS-6M144-HC o equivalenti.

A pagina seguente si riporta la scheda tecnica del modulo proposto.



AS-6M144-HC

435W~465W

MONOCRYSTALLINE MODULE

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 21.27% by using innovative Half-cell design and Multi-busbar(MBB) cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.

CERTIFICATIONS

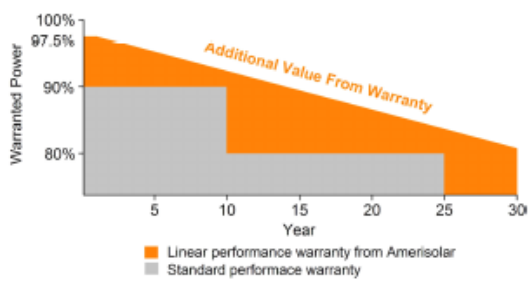
- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system



SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution



Year	Standard performance warranty (%)	Linear performance warranty from Amerisolar (%)
0	97.5	97.5
5	95.0	95.0
10	92.5	92.5
15	90.0	90.0
20	87.5	87.5
25	85.0	85.0
30	82.5	82.5

Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.
www.amerisolar-ap.com, sales@amerisolar-ap.com

EN-V2.1-2020

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	19

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Maximum Power (P_{max})	435W	440W	445W	450W	455W	460W	465W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	49.6V	49.8V	50.0V	50.2V	50.4V	50.6V	50.8V
Short Circuit Current (I_{sc})	11.10A	11.16A	11.22A	11.28A	11.34A	11.40A	11.46A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	41.2V	41.4V	41.6V	41.8V	42.0V	42.2V	42.4V
Current at Maximum Power (I_{mp})	10.56A	10.63A	10.70A	10.77A	10.84A	10.91A	10.97A
Module Efficiency (%)	19.90	20.13	20.36	20.58	20.81	21.04	21.27
Operating Temperature	-40°C to +85°C						
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC						
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703)/Class C (IEC61730)						
Maximum Series Fuse Rating	20A						

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of P_{max} : ±3%; Measurement Tolerance: ±3%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Maximum Power (P_{max})	323W	327W	331W	335W	339W	343W	347W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.6V	45.8V	46.0V	46.2V	46.4V	46.6V	46.8V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.99A	9.04A	9.09A	9.14A	9.19A	9.24A	9.29A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	37.4V	37.6V	37.8V	38.0V	38.2V	38.4V	38.6V
Current at Maximum Power (I_{mp})	8.64A	8.70A	8.76A	8.82A	8.88A	8.94A	8.99A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline PERC 166*83mm
Number of cells	144 (6x24)
Module dimensions	2102x1040x35mm (82.76x40.94x1.38inches)
Weight	24kg (52.9lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), Length: 300mm (11.8inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

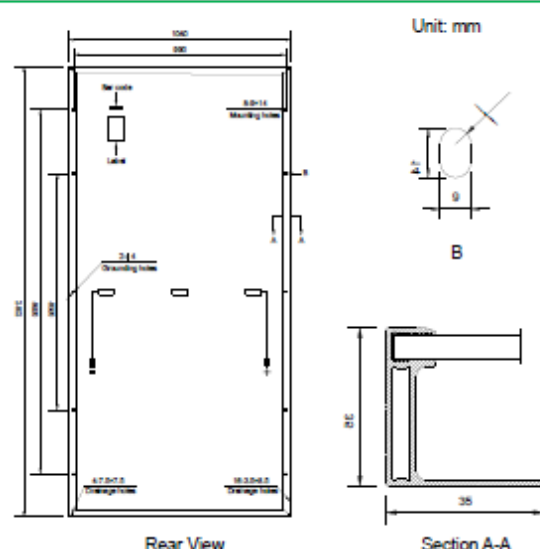
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

PACKAGING

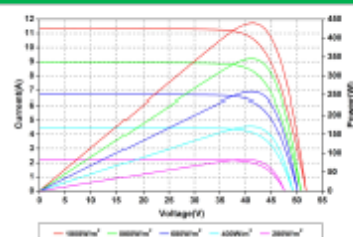
Standard packaging	31pcs/pallet
Module quantity per 20' container	155pcs
Module quantity per 40' container	715pcs

ENGINEERING DRAWINGS

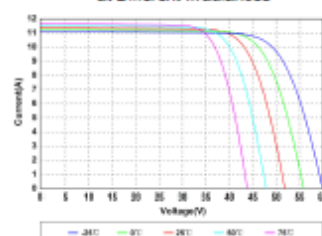


Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with ® are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	20

Inverter conversione DC-AC

Per l'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto, è prevista l'installazione di n.2 inverter di potenza pari a 20 kW, marca SMA modello STP 20-50.

Ciascun inverter è dotato di 3 inseguitori MPPT (in grado di ricevere fino a 2 stringhe ciascuno) e implementa una soluzione software SMA integrata ShadeFix che ottimizza sempre automaticamente le prestazioni dell'impianto anche in caso di moduli parzialmente ombreggiati.

I gruppi di conversione saranno posizionati in apposito vano compartimentato REI 120 ed installati ad altezza tale da consentire la manutenzione dal pian terreno.

Alle pagine seguenti si riporta la scheda tecnica dell'inverter proposto.



STP 12-50 / STP 15-50 / STP 20-50 / STP 25-50

SMA

Sunny Tripower X
powered by ennexOS

12 / 15 / 20 / 25

Intelligenza integrata per un design
di sistema pronto per il futuro

SMA Smart Connected SMA ArcFix SMA ShadeFix

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	21

Dati tecnici	Sunny Tripower X 12	Sunny Tripower X 15	Sunny Tripower X 20	Sunny Tripower X 25
Ingresso (CC)				
Potenza max. del generatore FV	18000 Wp STC	22500 Wp STC	30000 Wp STC	37500 Wp STC
Tensione di ingresso max.	1000 V			
Range di tensione MPP	210 V a 800 V	260 V a 800 V	345 V a 800 V	430 V a 800 V
Tensione nominale d'ingresso	580 V			
Tensione d'ingresso min. / Tensione d'avviamento	150 V / 188 V			
Corrente d'ingresso max. utilizzabile per inseguitore MPP	24 A			
Corrente max. di cortocircuito per inseguitore MPP	37,5 A			
Numero di inseguitori MPP indipendenti / Stringhe per inseguitore MPP	3 / 2			
Uscita (CA)				
Potenza nominale (a 230 V, 50 Hz)	12000 W	15000 W	20000 W	25000 W
Potenza apparente nominale / potenza apparente max.	12000 VA/12000 VA	15000 VA/15000 VA	20000 VA/20000 VA	25000 VA/25000 VA
Tensione nominale CA	220 V / 380 V; 230 V / 400 V ; 240 V / 415 V			
Range di tensione	da 176 V a 275 V / da 304 V a 477 V			
Frequenza di rete / Range	50 Hz / da 44 Hz a 56 Hz 60 Hz / da 54 Hz a 66 Hz			
Frequenza nominale di rete / Tensione di rete nominale	50 Hz / 230 V			
Corrente d'uscita nominale / Corrente d'uscita max.	17,4 A / 36,6 A	21,7 A / 36,6 A	29 A / 36,6 A	36,2 A / 36,6 A
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3(N)-PE			
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0 induttivo fino a 0 capacitivo			
Distorsione armonica totale (THD)	< 3%			
Grado di rendimento				
Grado di rendimento max. / Grado di rendimento europeo	98,2% / 97,6%	98,2% / 97,8%	98,2% / 97,9%	98,2% / 98,0%
Dispositivi di protezione				
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	●			
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete	● / ●			
Protezione contro l'inversione della polarità CC / Resistenza ai cortocircuiti CA	● / ●			
Dispositivo di monitoraggio delle correnti di guasto sensibile a tutte le correnti	●			
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II			
Funzione di protezione dagli archi elettrici (AFCI) / Diagnostica generatore I-V	● / ● ¹⁾			
Scaricatore di sovratensioni CC: (tipo 2, tipo 1/2)	○			
Dati generali				
Dimensioni (L x A x P)	728 mm / 762 mm / 266 mm (28,7" / 30,0" / 10,5")			
Peso	35 kg (77 lb)			
Range di temperatura di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)			
Rumorosità, massima (1m)	59 dB(A)			
Autoconsumo (natturmo)	< 5 W			
Topologia / Principio di raffreddamento	Senza separazione galvanica / OptiCool			
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65			
Categoria climatica (secondo IEC 60721-3-4)	4K26			
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100%			
Dotazioni / Funzioni / Accessori				
Collegamento CC / Collegamento CA	SUNCUX / morsetto a molla			
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●			
Interfaccia: Ethernet / WLAN / (client) RS485	● (2 porte) / ● / ○ ¹⁾			
Protocolli dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● ¹⁾ / ●			
Relè multifunzione / Slot per modulo di espansione	● / ● (1 porta)			
Numero di ingressi digitali	6			
Tipo di montaggio	Montaggio a parete			
SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●			
Idoneità off-grid	●			
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○			
Certificati e omologazioni (altri su richiesta)	CE, UKCA; EN 50549-1/-2:2018; VDE-ARN 4105:2018 incl. PAV,E; VDE-ARN 4110:2018; TOR Erzeuger Typ A:2019-12; C10/C11:2019 & V1:2020 LV&MV; VDE 0126-1-1:2013/ A1:2012; VFR 2019; CEI 0-16/0-21:2019 & V1:2020; UNE 217002:2020; TED/749/2020 inkl. NTS2.1; EREC G99/1-8:2021 Type A; EIFS 2018-2; PSE 2018; NRS 097-2-1:2017; NBR 16149:2013; IEC62109-1/-2; AS4777.2:2020 ¹⁾ ; IEC 61727 ¹⁾ ; IEC62116 ¹⁾			
Funzione System Manager				
Numero complessivo di apparecchi supportati - di cui:	6			
Numero massimo di inverter SMA supportati	5			
Numero massimo di contatori di energia supportati	1			
Potenza nominale massima degli inverter FV (potenza nominale CA)	135 kVA			
Messa in servizio centralizzata di tutti gli apparecchi del sistema	●			
Parametrizzazione da remoto dei dispositivi SMA via Sunny Portal powered by ennexOS	●			
Commercializzazione diretta tramite SMA SPOT (Germania)	●			
SMA Dynamic Power Control (ad es. Zero feed-in / Q(U))	○ ²⁾			
Denominazione del tipo	STP 12-50	STP 15-50	STP 20-50	STP 25-50
● Dotazione di serie ○ Opzionale — Non disponibile *STC*: Condizioni test standard Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornato a: 02/2023 1) A breve 2) Attualmente licenza gratuita				

● Dotazione di serie ○ Opzionale — Non disponibile *STC*: Condizioni test standard Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornato a: 02/2023 1) A breve 2) Attualmente licenza gratuita

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	22

Quadri elettrici

I dispositivi di protezione sono fondamentali per:

- Proteggere i componenti dell'impianto da eventuali anomalie di funzionamento dovute a sovraccarichi di tensione o corrente
- Isolare l'impianto nel caso di svolgimento di opere di manutenzione all'impianto o alla rete di distribuzione

In particolare, le protezioni utilizzate per l'impianto in oggetto sono le seguenti:

Lato corrente continua

Per il sezionamento e protezione lato DC ogni inverter è dotato di sezionatore DC integrato a bordo macchina per la disconnessione delle stringhe e di Scaricatori di Sovratensione tipo II, oltre tutte le altre protezioni descritte nella scheda tecnica degli inverter. Sarà, inoltre, prevista l'installazione di un quadro DC per il sezionamento di emergenza delle stringhe dell'impianto fotovoltaico, direttamente connesso al pulsante di sgancio d'emergenza.

Lato corrente alternata

Il quadro di interfaccia (QAC) sarà realizzato con un centralino all'interno del quale verranno inseriti gli interruttori magnetotermici differenziali di protezione degli inverter; in particolare, sarà previsto un interruttore MTD classe A 300 mA di corrente nominale adeguata, per ciascun inverter.

In conformità alla norma CEI 0-21, essendo l'impianto di potenza $> 11,08$ kW la protezione di interfaccia sarà esterna agli inverter fotovoltaici (non integrata), e dovrà essere eseguita la taratura. Si prevede la presenza del dispositivo di ricalzo alla mancata apertura del DDI in quanto la potenza dell'impianto è superiore a 20 kW.

Cablaggio elettrico

Il collegamento dei moduli all'inverter in DC è realizzato con cavi H1Z2Z2-K rossi e neri; il cavo è unipolare flessibile stagnato con isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma, di sezione 6 mmq (sezione massima consentita in ingresso dall'inverter) cavo solare resistente ai raggi UV rispondenti alla normativa CPR.

Il collegamento degli inverter al parallelo sul quadro in interfaccia è realizzato con cavo FG16R16; il cavo è unipolare per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) di sezione adeguata alla corrente passante.

Il parallelo dal quadro di interfaccia alla rete elettrica in AC è realizzato con cavo FG16R16; il cavo è di tipo unipolare/multipolare per energia con isolamento in PVC TIPO G16 rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) di sezione adeguata, dimensionato per c.d.t inferiori al 2% e coordinato con l'interruttore di parallelo da inserire nel quadro.

Per maggiori dettagli si rimanda allo schema elettrico unifilare allegato.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	23

Canalizzazioni

I cavi, lato corrente continua, utilizzati per il collegamento tra le stringhe del campo elettrico fotovoltaico e gli inverter saranno posti:

- in opera all'interno di guaine spiralate in PVC nei tratti scoperti in copertura e fino ai raccordi con le canalizzazioni metalliche;
- in passerelle a filo, 150x75 mm, realizzate in acciaio zincato a caldo, compresi le giunzioni ed i coperchi.

I cavi, lato corrente alternata, utilizzati per il collegamento tra l'uscita degli inverter e il quadro interfaccia fotovoltaico saranno posti in canale 150x75 mm, realizzato con lamiera in acciaio zincato, compresi le giunzioni, le curve, i coperchi, la presa di terra, le testate, le staffe di ancoraggio a parete o soffitto.

Il tratto tra il quadro interfaccia fotovoltaico ed il quadro generale bassa tensione esistente a servizio dell'immobile sarà posato entro tubazioni flessibili incassate a muro.

Il quadro generale di distribuzione verrà riqualificato.



Quadro elettrico di distribuzione

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	24

Impianto messa a terra e protezione contro i fulmini

I conduttori di protezione, per i collegamenti al nodo di terra unico delle masse metalliche di tutte le apparecchiature/conduitture elettriche in AC e di tutte le eventuali masse metalliche estranee accessibili, saranno costituiti da corda di rame flessibile, isolata in PVC giallo-verde FS17, conforme alla normativa CPR. Saranno costituiti da cavi unipolari facenti parte della stessa conduttura dei conduttori attivi e da anime di cavi multipolari. I conduttori impiegati per collegamenti equipotenziali avranno sezione minima pari alla metà della sez. del conduttore di protezione principale dell'impianto con il limite inferiore di 6 mmq.

I morsetti di collegamento alle masse metalliche avranno caratteristiche tali da assicurare un contatto sicuro nel tempo.

L'impianto sarà collegato all'impianto di terra esistente attraverso il collettore di terra esistente.

In merito alla protezione dalle fulminazioni è utile premettere:

- La presenza di parti metalliche sul tetto non aumenta la probabilità di fulminazione della struttura, a meno che tali parti non aumentino in modo significativo l'altezza dell'edificio;
- Un impianto elettrico all'interno di un edificio in muratura è esposto agli effetti del fulmine come un impianto situato all'esterno

Per stabilire se adottare misure di protezione occorre effettuare un'analisi del rischio secondo norma EN 62305-2 (CEI 81-10/2) non oggetto di questa relazione, per la quale si rimanda in fase di progettazione esecutiva.

Il progetto prevede la posa in opera di idonei scaricatori di tensione SPD di tipo II da installare sul quadro elettrico di interfaccia. Per la descrizione delle protezioni da sovratensione interne agli inverter si rimanda alle schede tecniche del capitolo "convertitori CC/CA inverter".

Contatori fiscali

Per la contabilizzazione dell'energia elettrica prodotta verrà installato specifico contatore di misura BT.

Il contatore di scambio verrà riprogrammato dal Distributore o eventualmente sostituito sempre dal Distributore, qualora il contatore esistente non sia bidirezionale o di ultima generazione (contatore elettronico).

Prescrizioni V.V.F

Osservanza delle prescrizioni della circolare V.V.F. del 07/02/2012

Con nota DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012 e successiva nota prot n. 6334 del 4 maggio 2012 con oggetto: "Chiarimenti sulla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012" il Comando Nazionale dei Vigili del Fuoco afferma che "Gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011" tuttavia "In via generale l'installazione di un impianto fotovoltaico (FV), in funzione delle caratteristiche elettriche/costruttive e/o delle relative modalità di posa in opera, può comportare un aggravio del preesistente livello di rischio di incendio".

Di seguito si riassumono i passaggi che comportano i necessari adempimenti:

- L'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi richiede gli adempimenti previsti dal comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	25

- Si evidenzia che ai sensi del D.Lgs 81/2008 dovrà essere garantita l'accessibilità all'impianto per effettuare le relative operazioni di manutenzione e controllo.
- L'installazione dovrà essere eseguita in modo da evitare la propagazione di un incendio dal generatore fotovoltaico al fabbricato nel quale è incorporato. Tale condizione si ritiene rispettata qualora l'impianto fotovoltaico, incorporato in un'opera di costruzione, venga installato su strutture ed elementi di copertura e/o di facciata incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005). Risulta, altresì, equivalente l'interposizione tra i moduli fotovoltaici e il piano di appoggio, di uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 ed incombustibile (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).
- In alternativa potrà essere effettuata una specifica valutazione del rischio di propagazione dell'incendio, tenendo conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti (secondo UNI EN 13501-5:2009 Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 5: Classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno secondo UNI ENV 1187:2007) e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico attestata secondo le procedure di cui all'art. 2 del DM 10 marzo 2005 recante "Classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione" da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio.
- L'ubicazione dei moduli e delle condutture elettriche dovrà inoltre sempre consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti, nonché tener conto, in base all'analisi del rischio incendio, dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i moduli, le condutture, gli inverter, i quadri ed altri eventuali apparati non dovranno essere installati nel raggio di 1 m dagli EFC.
- Inoltre, in presenza di elementi verticali di compartimentazione antincendio, posti all'interno dell'attività sottostante al piano di appoggio dell'impianto fotovoltaico, lo tetto dovrà distare almeno 1 m dalla proiezione di tali elementi.

Relativamente all'impianto in oggetto, verranno rispettate le indicazioni ricevute dal tecnico progettista responsabile della pratica antincendio dell'attività esercita all'interno dell'immobile.

L'area in cui verrà ubicato il generatore ed i suoi accessori sarà segnalata con apposita cartellonistica conforme al D.Lgs. 81/2008, e tale cartellonistica verrà installata ogni 5 metri per i tratti di conduttura e riporterà la dicitura di seguito indicata:



Secondo le prescrizioni della circolare VV.F n° 1324 del 07/02/2012, sarà presente un pulsante di sgancio di emergenza dell'alimentazione elettrica appositamente segnalato nei pressi della zona inverter/quadro di parallelo, ed andrà ad agire sul Dispositivo di Interfaccia e sul quadro DC di sezionamento delle stringhe.

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	26

7. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

Di seguito si riporta, in sintesi, il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico:

Potenza nominale impianto	41,85	kWp
N° moduli fotovoltaici	93	-
Potenza nominale singolo modulo	450	Wp
N° inverter	2	-
Potenza lato AC inverter	40 (2x20)	kW
N° stringhe	6 (3+3)	-
N° moduli per stringa	18 + 13 + 4x15	-

8. NOTA GENERALE ALLA RELAZIONE TECNICA DI PROGETTO

La presente è da ritenersi annullata per qualsiasi modifica, rispetto a quanto precedentemente descritto, apportata durante le fasi di realizzazione dell'impianto elettrico e priva di adeguata certificazione rilasciata dal sottoscritto

ERBUSCO, 05/06/2023



ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	27

ALLEGATO 1 – Configurazione Stringhe

Tratta	Descrizione	DATI ELETTRICI			DATI LINEA				Sezione scelta		Note
		Tensione	Potenza nom.	Ib	Lungh.	DU%	Iz	Posa	Tipo cavo	Formazione	
		[V]	[W]	[A]	[m]	[%]	[A]				
8W1	Stringa 1.1 da QDC a INV1	622,8	8100,00	13,01	30	2,00	55,00	5	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W2	Stringa 1.2 da QDC a INV1	588,2	7650,00	13,01	30	2,00	55,00	6	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W3	Stringa 1.3 da QDC a INV1	449,8	5850,00	13,01	30	2,00	55,00	7	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W4	Stringa 2.1 da QDC a INV2	519	6750,00	13,01	30	2,00	55,00	8	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W5	Stringa 2.2 da QDC a INV2	519	6750,00	13,01	30	2,00	55,00	9	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W6	Stringa 2.3 da QDC a INV2	519	6750,00	13,01	30	2,00	55,00	10	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W7	Stringa 1.1 da MOD a QDC	622,8	8100,00	13,01	60	2,00	55,00	11	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W8	Stringa 1.2 da MOD a QDC	588,2	7650,00	13,01	60	2,00	55,00	12	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W9	Stringa 1.3 da MOD a QDC	449,8	5850,00	13,01	60	2,00	55,00	13	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W10	Stringa 2.1 da MOD a QDC	519	6750,00	13,01	60	2,00	55,00	14	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W11	Stringa 2.2 da MOD a QDC	519	6750,00	13,01	60	2,00	55,00	15	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
8W12	Stringa 2.3 da MOD a QDC	519	6750,00	13,01	60	2,00	55,00	16	H1Z2Z2-K	2x6 mmq	
5W01	Linea fotovoltaico da QG	400	40000,00	57,74	110	1,92	80,00	5	FG16OR16	5G16 mmq	
7W01	Inverter fotovoltaico 1	400	20000,00	28,87	5	0,07	60,00	31	FG16OR16	4G10 mmq	
7W02	Inverter fotovoltaico 2	400	20000,00	28,87	5	0,07	60,00	31	FG16OR16	4G10 mmq	
6W01-6W02	Linea fotovoltaico M2	400	40000,00	57,74	5	0,09	80,00	31	FG16OR16	5G16 mmq	

ELABORATO	NOME FILE	REDAZIONE	APPROVAZIONE	REVISIONE	PAG
R01_CP	Relazione Tecnica	LA	MB	00	28