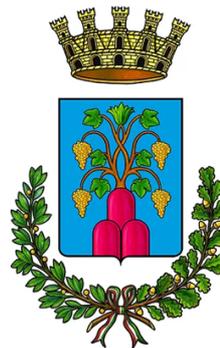




**Finanziato  
dall'Unione europea**  
NextGenerationEU

**Comune di Pergola**



**Provincia di Pesaro Urbino**

Oggetto:

**PNRR – M2C4 – INVESTIMENTO 2.2**

**LAVORI DI EFFICIENTAMENTO DEL PALAZZO COMUNALE  
TRAMITE REALIZZAZIONE DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
PRESSO L'AMPLIAMENTO DEL CIMITERO CON SCAMBIO SUL  
POSTO CUP G64J23000020006**

*PROGETTO ESECUTIVO*

Elaborato:

**RELAZIONE TECNICA DI PROGETTO**

Committente:

**COMUNE DI PERGOLA**

Corso Giacomo Matteotti, 53  
61045 – Pergola (PU)

**R.U.P. Arch. Samuele Tarsi**

Pergola, 07/09/2023

Il tecnico  
Ing. Raoul Giaccagli

**INDICE**

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
1.1. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	3
<b>2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO</b> .....	<b>4</b>
<b>3. LAYOUT – MICROSITING - COMPONENTISTICA</b> .....	<b>5</b>
3.1. LAYOUT IMPIANTISTICO.....	5
3.1.1. OMBREGGIAMENTO PER FILE ATTIGUE .....	7
3.1.2. OMBREGGIAMENTO COLOMBARIO A SU QUELLO B .....	8
3.1.3. OMBREGGIAMENTO SCALA CON GABBIA.....	9
3.1.4. OMBREGGIAMENTO LINEA VITA.....	11
3.2. COMPONENTI IMPIANTO E LORO CONFIGURAZIONE.....	12
3.2.1. MODULI FOTOVOLTAICI.....	12
3.2.2. INVERTER.....	14
3.2.3. STRUTTURE ZAVORRATE .....	16
3.2.4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ELETTRICO .....	17
3.2.4.1. QUADRI ELETTRICI IN CORRENTE ALTERNATA.....	18
3.2.4.2. QUADRI ELETTRICI IN CORRENTE CONTINUA .....	18
3.2.5. QUALITA' DEI MATERIALI.....	18
3.2.6. MISURE DI PROTEZIONE ADOTTATE.....	19
3.2.6.1. PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI.....	19
3.2.6.2. PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI .....	19
3.2.6.3. PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI.....	19
3.2.6.4. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO.....	20
3.2.6.5. VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE .....	20
3.2.6.6. SEZIONAMENTO .....	20
3.2.7. TUBAZIONI.....	21
3.2.8. QUADRI ELETTRICI.....	21
3.2.8.1. QUADRO FOTOVOLTAICO LATO CA.....	21
3.2.8.2. QUADRO DI SEZIONAMENTO LATO CC .....	21
3.2.9. CAVI.....	21
3.2.10. CONNESSIONI E DERIVAZIONI.....	23
3.2.11. IMPIANTO DI TERRA.....	23
<b>4. ANALISI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>24</b>
4.1. PRODUZIONE.....	24
4.2. SCAMBIO SUL POSTO ALTROVE.....	25
<b>5. APPRESTAMENTI DI SICUREZZA</b> .....	<b>26</b>
5.1. SCALA DI APPOGGIO PER ACCESSO ALLA COPERTURA.....	26
5.2. LINEA VITA .....	27

## 1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica generale del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica della potenza di 25,2 kWp (19,99 kW secondo norma CEI 0-21), ubicato in copertura, in modalità di Scambio sul Posto Altrove a servizio dell'utenza del Palazzo Comunale.

L'impianto fotovoltaico viene realizzato in ottemperanza all'obbligo di installazione di impianti ad energia rinnovabile imposto dal Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

Vista l'impossibilità tecnica di realizzare l'impianto fotovoltaico sopra la copertura dell'edificio comunale, la committenza ha deciso di realizzarlo sulla copertura piana del Colombario B dell'ampliamento del cimitero comunale, sempre di proprietà, usufruendo della modalità prevista dal GSE chiamata Scambio sul Posto Altrove (SSPA). L'edificio su cui verrà installato l'impianto dista in linea d'area dalla residenza comunale circa 3 km. L'impianto verrà posizionato con orientamento SUD su strutture zavorrate prefabbricate con angolo di tilt pari a 5°.

L'impianto fotovoltaico ha una potenza superiore al limite minimo definito dal Decreto D.lgs. 28/2011 per edifici pubblici non soggetti a ristrutturazione importante ed inferiore a 20 kW (limite sopra il quale è necessaria l'apertura dell'Officina Elettrica secondo l'Agenzia delle Dogane).

In questi anni, la tecnologia fotovoltaica sta ricevendo crescente attenzione, soprattutto a causa delle esigenze di risparmio energetico e di riduzione dei gas serra, obiettivi fondamentali dei protocolli ambientali e sviluppo sostenibile.

In questo ambito, la realizzazione di un impianto fotovoltaico rappresenta una soluzione adatta a rispondere agli attuali problemi ambientali in quanto consente i seguenti vantaggi:

- la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- l'applicazione di soluzioni di progettazione del sistema perfettamente compatibili con le esigenze di tutela del territorio.

Per questo motivo le opere in esecuzione nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti (art. 12 D.Lgs 387/2003 e succ.).

### 1.1. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] P23IT0012-GEN-RE-0-001 Relazione Tecnica di Dettaglio
- [2] P23IT0012-GEN-DW-0-002 Relazione Energetica di Fattibilità
- [3] P23IT0012-GEN-DW-0-001 Planimetria Impianto Fotovoltaico
- [4] P23IT0012-GEN-DW-0-002 Schema Elettrico Impianto Fotovoltaico

## 2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto Fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi e/o Normative, tra le quali si segnalano le seguenti principali:

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 37/2008 (ex 46/90).
- CEI 0-16 Norma CEI 0-16:2019-04 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 0-21 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 11-20: Impianti per la produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II Categoria.
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici
- CEI 17-11: Apparecchiatura a bassa tensione – Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili
- CEI EN 60947-2, Classificazione CEI 17-5: Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici
- CEI EN 60445: Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- IEC/TS 60479-1: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- IEC/TS 61836: Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols
- CEI EN 60904-1 (82-1): Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente - tensione
- CEI EN 60904-2 (82-2): Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento
- CEI EN 60904-3 (82-3): Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 61173 (82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
- CEI EN 60891 (82-5): Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
- CEI EN 61215 (82-8): Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61727 (82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61724 (82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61829 (82-16): Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 61277 (82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
- CEI EN 61683 (82-20): Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
- CEI EN 50380 (82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- CEI EN 62093 (82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI 82-25 2007: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione

- CEI EN 60439-1 (17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
- CEI EN 60439-3 (17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD
- CEI EN 50160 (110-22): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI 22-2: Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
- CEI EN 60146-1-1 (22-7): Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
- CEI EN 60146-1-3 (22-8): Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
- CEI UNI EN 45510-2-4: Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza
- CEI EN 61643-11 (37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
- CEI EN 60898-1 (23-3/1): Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
- CEI EN 60947-4-1 (17-50): Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici
- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC
- CEI EN 50082-1 (110-8): Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
- CEI EN 50263 (95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – .
- Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
- CEI EN 60555-1 (77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC)
- UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

### 3. LAYOUT – MICROSITING - COMPONENTISTICA

#### 3.1. LAYOUT IMPIANTISTICO

Il layout dell'impianto fotovoltaico (disposizione file, distanziamento, realizzazione di corridoi) è proposto qui di seguito ed è legato alla valutazione energetica riferita al documento [2]. L'impianto sarà costituito da 12 blocchi da 5 moduli ciascuno disposti lungo il lato più lungo, per complessivi 60 moduli, fissati tramite strutture zavorrate che garantiscono la possibilità di inclinare i moduli di 5°. I cavi elettrici (in corrente continua - colore rosso e nero) che collegano i pannelli fotovoltaici al dispositivo di conversione statica (inverter) saranno posati sotto ai pannelli fotovoltaici e quindi invisibili.

L'inverter e i quadri elettrici verranno posizionati all'interno del vano, ricavato nel terrapieno della discesa tra i due colombari, in adiacenza al prospetto sud dell'edificio B. Questo permetterà di proteggere l'inverter dagli agenti atmosferici e dai raggi solari. Sarà possibile valutare anche altre proposte di posizionamento del box e dell'inverter durante la fase di cantiere.

L'inverter verrà collegato al quadro QCA, completo di protezioni e sezionatori, e l'uscita verrà connessa al gruppo di misura di scambio. Il cavo elettrico di collegamento verrà posizionato all'interno di una tubazione corrugata in PVC.

Una volta terminati i lavori verrà rilasciata regolare dichiarazione di conformità (D.M. 37/08).

Il layout impiantistico, riportato nell'immagine che segue, mostra l'occupazione fisicamente della centrale che è pari a circa 120 mq.



Tale disposizione dei moduli deriva soprattutto da un accurato studio di micrositing per individuare i punti dell'area oggetto di intervento più critici dal punto di vista di perdite per ombreggiamento dell'impianto fotovoltaico.

Sono state condotte due analisi:

- Clinometrica Globale
- Clinometrica Locale

Per quanto riguarda **l'analisi clinometrica globale**, cioè la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione alla sky-line osservata nel baricentro del sistema fotosolare, questa è stata effettuata utilizzando un rilievo clinometrico, immagini satellitari e CTR. Attraverso queste informazioni si sono potute valutare le altezze angolari degli ostacoli posti all'orizzonte (profilo clinometrico) visti dal sistema fotosolare.

Gli ombreggiamenti clinometrici sono generalmente dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi, edifici, ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano istantaneamente uguali per ogni modulo ed ogni stringa che compone il campo fotovoltaico.

La stima delle perdite da ombreggiamento clinometrico è stata eseguita riportando il profilo dell'orizzonte, in termini di altezza ed in funzione dell'angolo di azimut, sul diagramma di altezza solare. In prima approssimazione il calcolo delle perdite è stato fatto mese per mese ipotizzando che l'energia irraggiata sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare.

Conseguentemente la perdita percentuale di energia per il mese in esame risulta pari al rapporto fra l'energia persa (area gialla) e l'energia disponibile (area blu).

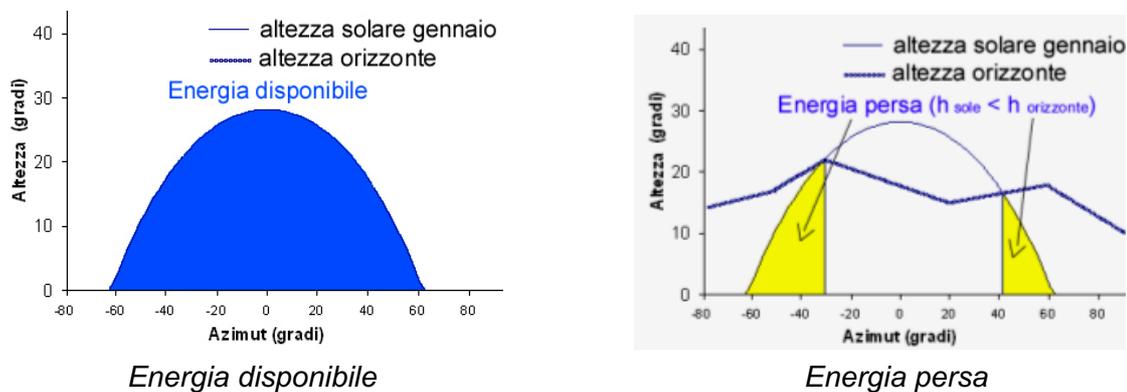


Fig. 3.1 – Diagrammi generali perdite percentuali FV

**Nel caso specifico spazzando l'orizzonte da est ad ovest, per il sito in esame, non risultano altezze angolari significative, pertanto le perdite clinometriche globali sono nulle.**

**L'analisi clinometrica locale**, ossia la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione all'ombreggiamento generato da ostacoli posti all'interno del layout in cui è posizionato il generatore fotovoltaico, è stata condotta utilizzando un programma di calcolo, su questi punti di interesse:

1. Ombreggiamento per file attigue
2. Ombreggiamento dell'esistente Colombario A sovrastante di circa 4,95 m e distante 5 m rispetto al Colombario B, oggetto di installazione fotovoltaica
3. Ombreggiamento della scala con gabbia per accesso copertura
4. Ombreggiamento linea vita

### 3.1.1. OMBREGGIAMENTO PER FILE ATTIGUE

Per quanto riguarda il punto 1, l'analisi condotta ha avuto come unico scopo quello di individuare la distanza ottimale tra file attigue per escludere fenomeni di mutui ombreggiamenti, ed è stata condotta considerando questi parametri progettuali:

1. Step: Dati	
Data	01/09/2023
Cliente	Comune di Pergola
Impianto	Cimitero
Grado di latitudine	43
Altezza del modulo (m)	1,722
Lunghezza fila (m)	4,56
file	14
Inclinazione modulo Beta (Gradi)	5
2. Step: Calcolo delle zone d'ombra	
Angolo d'ombra Alpha (Gradi)	23,5
Linea base a (m)	1,72
Altezza verticale b (m)	0,15
Distanza minima c (m)	0,35
Spartizione file (m)	2,06
3. Step: Confronto superficie	
Superficie moduli netto (qm)	109,93
Larghezza necessario (m)	4,56
Profondità necessario (m)	28,50
Superficie necessario (qm)	129,98
Superficie necessario	
Superficie moduli netto	1,18

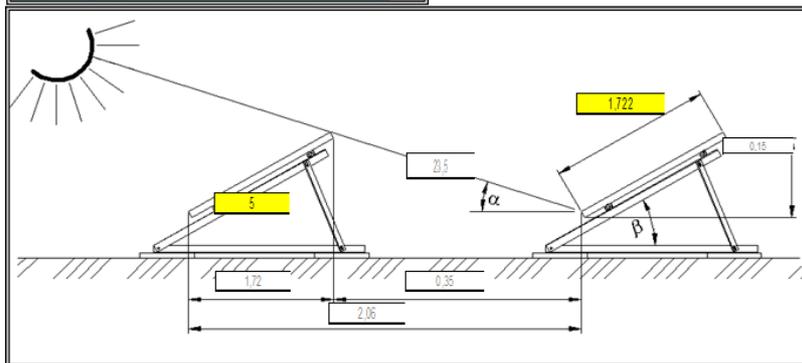


Fig. 3.2 – Calcolo distanza tra file attigue

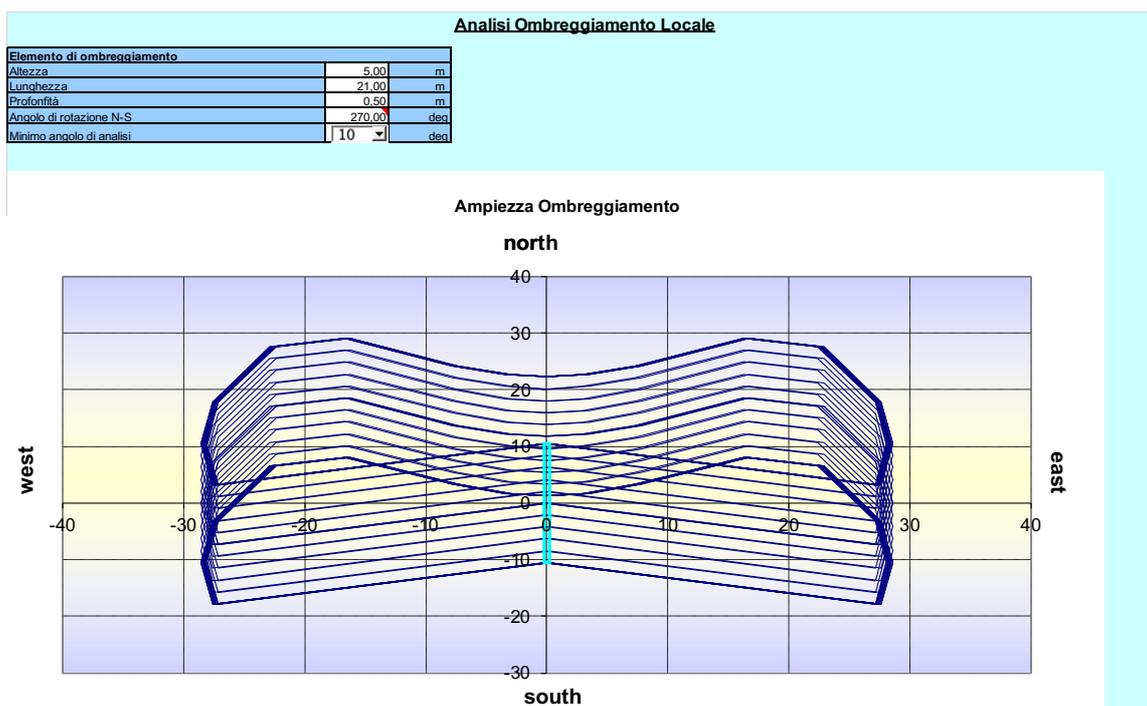
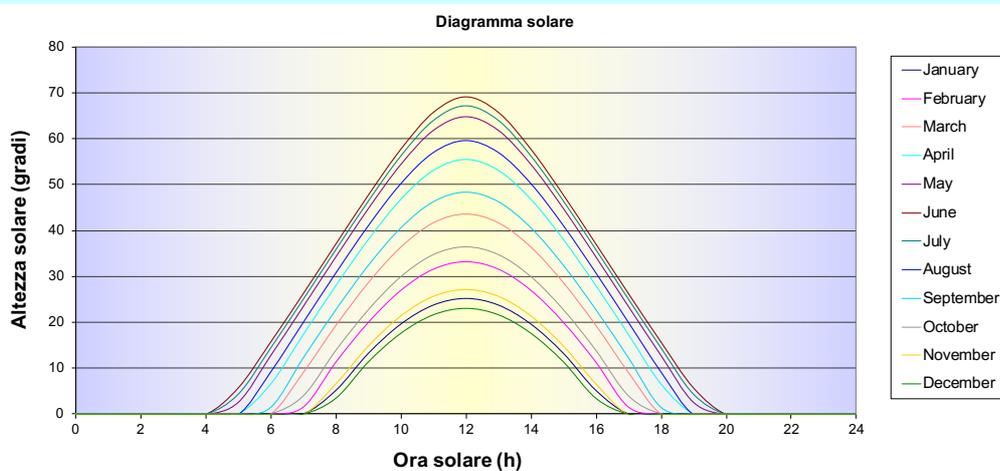
Dal calcolo è emerso che per evitare mutui ombreggiamenti tra file attigue di moduli è necessario mantenere una distanza minima di circa 0,35 m tra tali file. Nel progetto è stato utilizzato un valore conservativo di 0,5 m

### 3.1.2. OMBREGGIAMENTO COLOMBARIO A SU QUELLO B

Per quanto riguarda il punto 2, l'analisi ha avuto come unico scopo quello di valutare quanto il Colombario A fosse in grado di provocare ombreggiamenti locali sui moduli fotovoltaici posizionati nel Colombario B, secondo la configurazione riportata nel documento [3].

Qui di seguito il risultato.

Pesaro - Latitudine 43,9° Nord													
<b>Esposizione pannello FV</b>													
angolo di tilt	5,00	gradi											
orientamento rispetto all'azimut	0,00	gradi											
<b>Irraggiamento - Sistema Fisso</b>													
Mese	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	anno
energia irradiata sul piano dei moduli (kWh/mq)	37,7	59,1	109,6	148,7	183,9	191,5	219,4	191,5	135,9	89,9	49,6	37,5	1454,1
Produttività annua teorica (kWh/kWp)	1454,1												
<b>Temperature medie mensili (UNI 10349)</b>													
Mese	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	anno
Temperatura media (°C)	3,6	4,7	8,4	12,3	16,2	20,6	23,7	22,7	19,7	14,7	9,9	5,4	13,5
Temperatura media annua (°C)	13,5												



Posizione di un modulo rispetto all'elemento di ombreggiamento		
Coordinate Cella Modulo rispetto elemento di ombreggiamento (Est-Ovest)	-9,00	mt
Coordinate Cella Modulo rispetto elemento di ombreggiamento (Nord-Sud)	15,00	mt

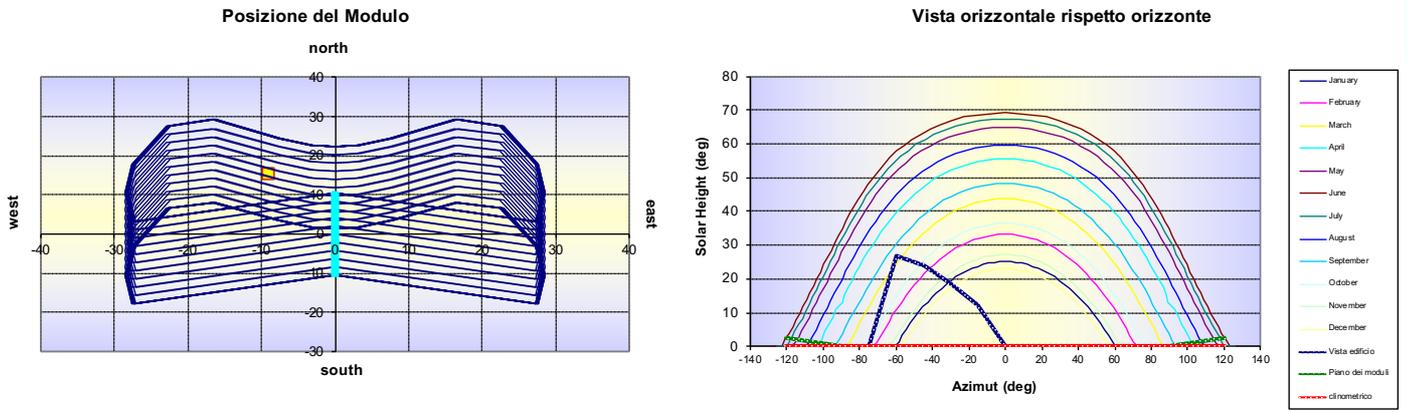


Fig. 3.5 – Posizione modulo (giallo) rispetto area di ombreggiamento e vista orizzontale rispetto orizzonte

Mese	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	anno
energia irraggiata sul piano dei moduli (kWh/mq)	37,67	59,09	109,59	148,71	183,86	191,50	219,42	191,46	135,87	89,90	49,57	37,45	1454,10
energia persa per ombreggiamento (kWh/mq)	3,06	4,18	6,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,44	4,26	3,67	28,00
perdita in percentuale	8,1%	7,1%	5,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,2%	8,6%	9,8%	1,9%

Fig. 3.6 – Perdita percentuale annuale

L'analisi condotta per valutare le perdite di ombreggiamento causate dal Colombario A rispetto alla installazione sul Colombario B, secondo la disposizione planimetrica riportata nel documento [3], evidenzia che annualmente il layout impiantistico proposto ha perdite per ombreggiamento locale piuttosto esigue pari a 1,9%, con % più marcate nei mesi invernali quando il sole è più basso rispetto alla linea dell'orizzonte. Sono perdite tuttavia piuttosto contenute e pertanto si ritiene che il layout dell'impianto come riportato nel documento [3] sia coerente con le aspettative di producibilità proposte del documento [2].

### 3.1.3. OMBREGGIAMENTO SCALA CON GABBIA

Per il punto 3, l'analisi ha avuto come unico scopo quello di valutare l'ombreggiamento legato alla scala con gabbia, predisposta per l'accesso in sicurezza alla copertura, secondo la configurazione riportata nel documento [3].

Elemento di ombreggiamento		
Altezza	1,00	m
Lunghezza	0,50	m
Profondità	0,50	m
Angolo di rotazione N-S	270,00	deg
Minimo angolo di analisi	10	deg

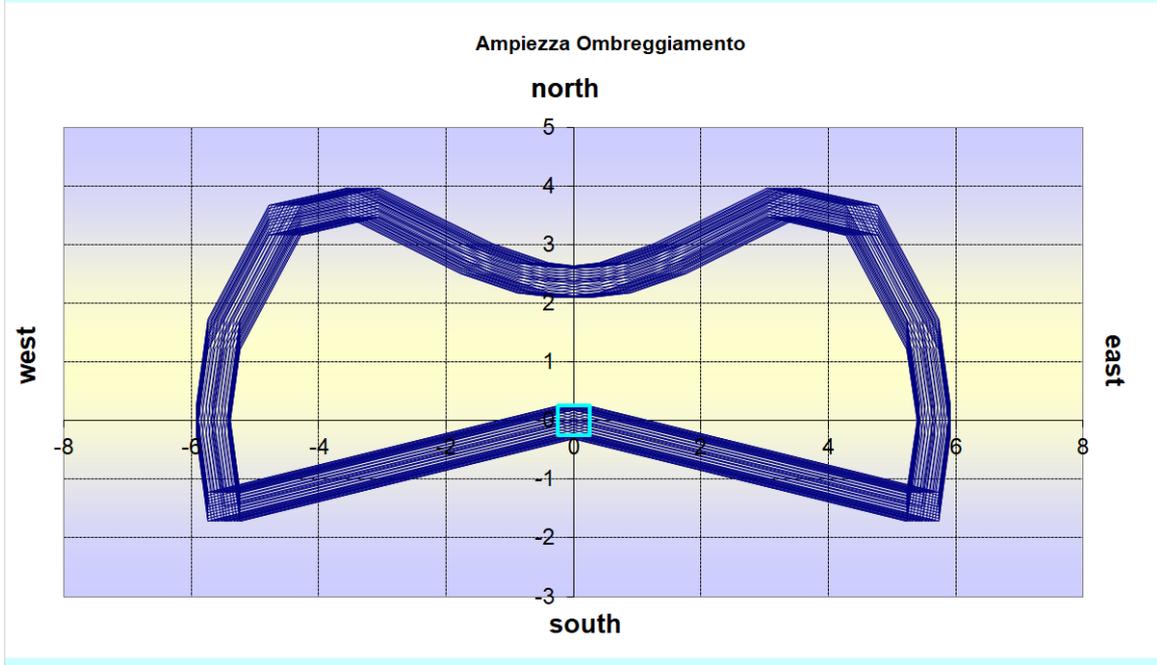


Fig. 3.7 – Area ombreggiamento scala

Posizione di un modulo rispetto all elemento di ombreggiamento		
Coordinate Cella Modulo rispetto elemento di ombreggiamento (Est-Ovest)	-3,85	mt
Coordinate Cella Modulo rispetto elemento di ombreggiamento (Nord-Sud)	2,00	mt

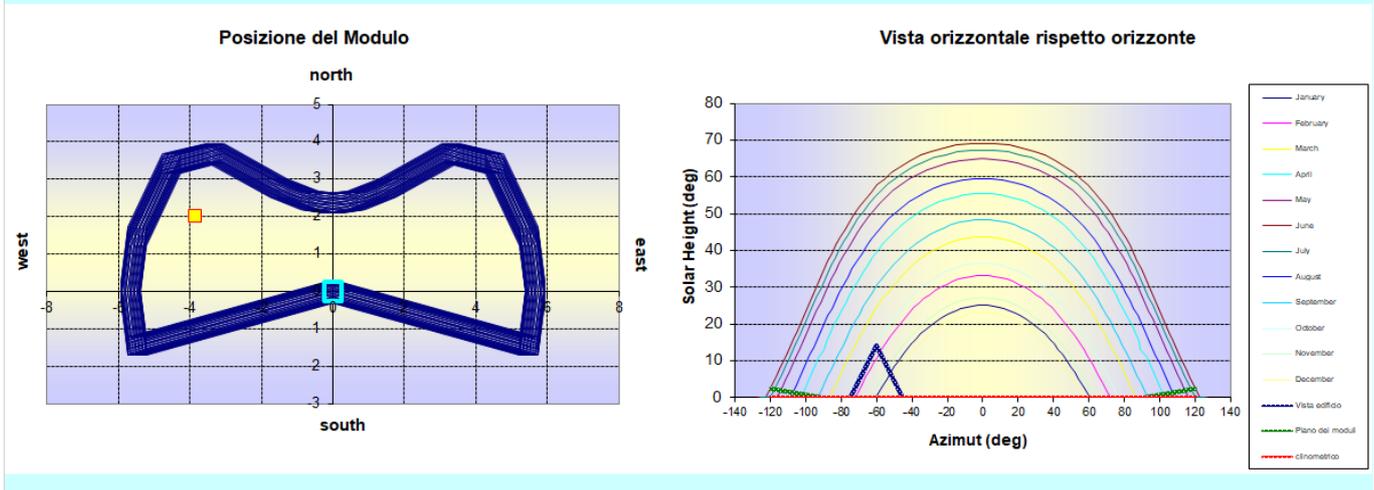


Fig. 3.8 – Posizione modulo (giallo) rispetto area di ombreggiamento e vista orizzontale rispetto orizzonte

Mese	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	anno
energia irraggiata sul piano dei moduli (kWh/mq)	37,67	59,09	109,59	148,71	183,86	191,50	219,42	191,46	135,87	89,90	49,57	37,45	1454,10
energia persa per ombreggiamento (kWh/mq)	0,42	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,81	0,54	3,38
perdita in percentuale	1,1%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	1,6%	1,4%	0,2%

Fig. 3.9 – Perdita percentuale annuale

Secondo il layout riportato in [3], la perdita percentuale per ombreggiamento della scala a gabbia è 0,2% su tutto l'arco dell'anno, quindi assolutamente trascurabile.

### 3.1.4. OMBREGGIAMENTO LINEA VITA

Per il punto 4, l'analisi ha avuto come unico scopo quello di valutare l'ombreggiamento legato alla presenza della linea vita, predisposta permanentemente per l'installazione e manutenzione in sicurezza dell'impianto, secondo la configurazione preliminare riportata nel documento [3].

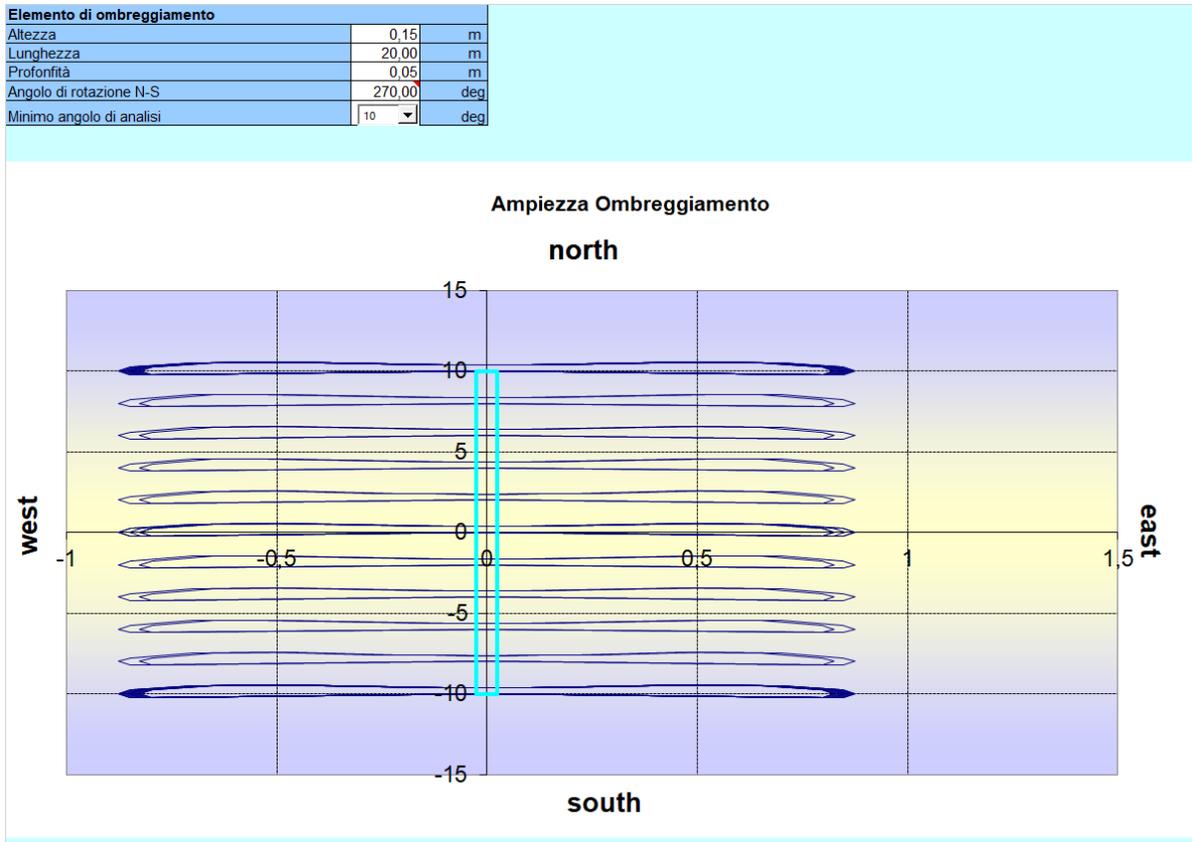


Fig. 3.10 – Area ombreggiamento linea vita

Posizione di un modulo rispetto all elemento di ombreggiamento		
Coordinate Cella Modulo rispetto elemento di ombreggiamento (Est-Ovest)	-0,50	mt
Coordinate Cella Modulo rispetto elemento di ombreggiamento (Nord-Sud)	0,50	mt

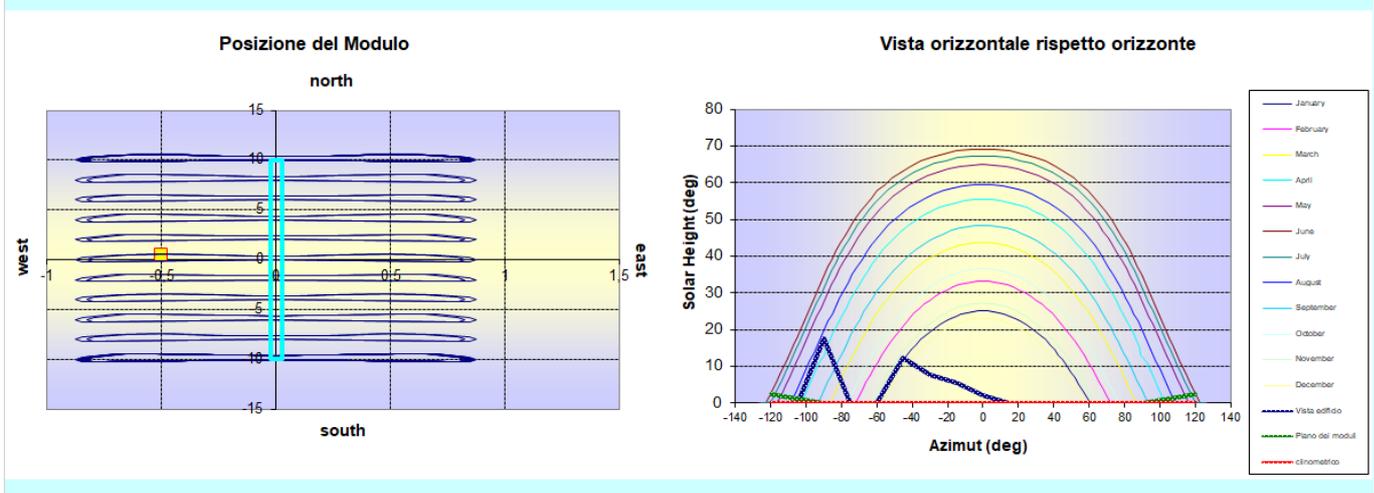


Fig. 3.11 – Posizione modulo (giallo) rispetto area di ombreggiamento e vista orizzontale rispetto orizzonte

Mese	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	anno
energia irraggiata sul piano dei moduli (kWh/mq)	37.67	59.09	109.59	148.71	183.86	191.50	219.42	191.46	135.87	89.90	49.57	37.45	1454.10
energia persa per ombreggiamento (kWh/mq)	0.00	0.00	0.23	2.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	0.06	0.00	0.35	3.89
perdita in percentuale	0.0%	0.0%	0.2%	1.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.1%	0.0%	0.9%	0.1%

Fig. 3.12 – Perdita percentuale annuale

Secondo il layout riportato in [3], la perdita percentuale per ombreggiamento della linea vita sull'impianto è 0,1% su tutto l'arco dell'anno, quindi assolutamente trascurabile.

## 3.2. COMPONENTI IMPIANTO E LORO CONFIGURAZIONE

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore Fotovoltaico costituito da n. 60 moduli fotovoltaici da 420 Wp
- No. 1 Inverter da 19,99 kW;
- Zavorre prefabbricate con tilt 5°
- Quadro di sezionamento di campo (QDS)
- Quadro di protezione lato CA (QDP)
- Impianto di monitoraggio.

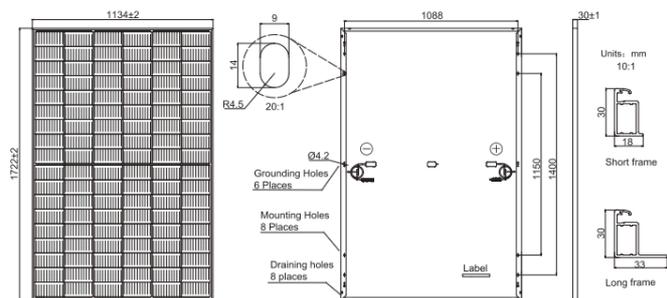
### 3.2.1. MODULI FOTOVOLTAICI

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo monocristallino con celle di tipo N e tecnologia *half cut*, oramai la tecnologia su cui la maggior parte dei produttori si è indirizzata per realizzare moduli efficienti con dimensioni e prezzi contenuti.

Le celle, essendo più piccole, subiscono stress meccanici ridotti e conseguentemente c'è una minore possibilità che si spezzino. Nell'ambito di questo progetto sono stati presi a riferimento i moduli monocristallini da 420 Wp JA Solar H di cui si riporta la scheda tecnica qui di seguito.

**Il fatto di aver preso come riferimento questo tipo di modulo non è tale da vincolare la futura realizzazione dell'impianto, in quanto sul mercato esistono diversi moduli con le stesse caratteristiche elettriche e dimensionali (Panasonic, Trina Solar, Sunpower, etc), tali da garantire le medesime configurazioni elettriche proposte e producibilità dichiarate nel presente progetto.**

## MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

## SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	19.5kg
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1100mm(+)/1100mm(-)
Front Glass	2.8mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 936pcs/40HQ Container

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -400/GR	JAM54S30 -405/GR	JAM54S30 -410/GR	JAM54S30 -415/GR	JAM54S30 -420/GR	JAM54S30 -425/GR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	400	405	410	415	420	425
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	37.07	37.23	37.32	37.45	37.58	37.72
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	31.01	31.21	31.45	31.61	31.80	31.98
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.79	13.87	13.95	14.02	14.10	14.18
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.90	12.98	13.04	13.13	13.21	13.29
Module Efficiency [%]	20.5	20.7	21.0	21.3	21.5	21.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

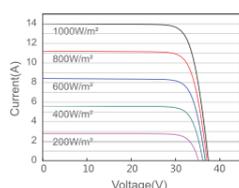
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different models.

## ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

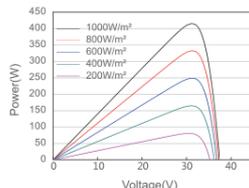
TYPE	JAM54S30 -400/GR	JAM54S30 -405/GR	JAM54S30 -410/GR	JAM54S30 -415/GR	JAM54S30 -420/GR	JAM54S30 -425/GR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(Pmax) [W]	302	306	310	314	318	322	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	34.88	35.12	35.23	35.37	35.50	35.64	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	29.26	29.47	29.72	29.89	30.09	30.26	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.03	11.10	11.16	11.22	11.29	11.36	Maximum Static Load,Front 5400Pa(112lb/ft <sup>2</sup> ) Maximum Static Load,Back 2400Pa(50lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(Imp) [A]	10.32	10.38	10.43	10.50	10.57	10.64	NOCT 45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

## CHARACTERISTICS

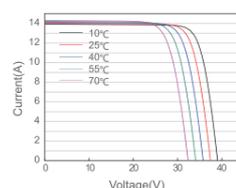
Current-Voltage Curve JAM54S30-415/GR



Power-Voltage Curve JAM54S30-415/GR



Current-Voltage Curve JAM54S30-415/GR



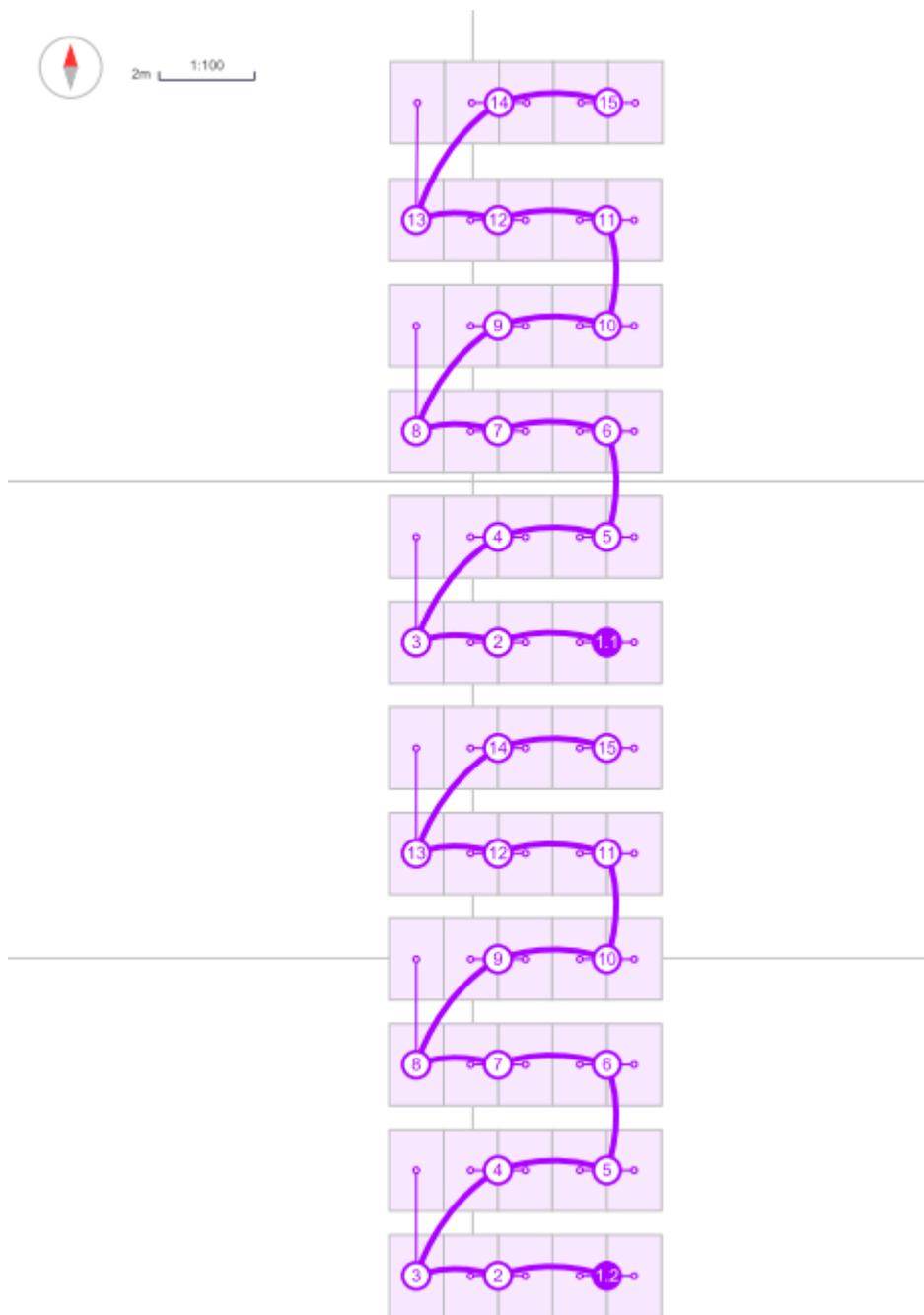
Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global\_EN\_20221122A

I moduli del generatore fotovoltaico saranno distribuiti elettricamente su 4 stringhe da 15 moduli per stringa, e verranno cablate e parallelate in ingresso all'inverter, come da [4].

Qualora vengano utilizzati degli "ottimizzatori di potenza", ossia componenti del sistema installati sul retro dei pannelli solari che modificano il cablaggio e la lunghezza delle stringhe e che hanno la funzione di permettere all'impianto di raggiungere quello che viene definito il punto di massima potenza (MPPT) per il singolo modulo, assicurando un funzionamento ottimale ed efficiente dell'impianto anche in caso di ombreggiamenti, sporcizia e in presenza di altri fattori che ne diminuiscano la resa, la configurazione

elettrica potrebbe essere questa qui di seguito, ossia due stringhe da 28 moduli con 14 ottimizzatori per ogni stringa.



Tuttavia, gli ottimizzatori sono dispositivi legati al tipo e marca di inverter scelto e pertanto, come per i moduli, si è preferito fornire in progetto una configurazione elettrica dell'impianto di tipo standard per non vincolare la futura realizzazione. Non appena verrà scelto il fornitore degli inverter, la configurazione qui sopra dovrà essere verificata in funzione del tipo di apparecchiatura proposto e degli ottimizzatori di potenza utilizzati.

### 3.2.2. INVERTER

La conversione dell'energia prodotta dalle stringhe di moduli fotovoltaici da DC in AC, verrà realizzata mediante apposite apparecchiature destinate a tale specifica tipologia di impiego.

Lo scopo dell'apparecchiatura è quello di trasformare l'energia elettrica in corrente continua, sviluppata dalle stringhe di moduli fotovoltaici, in energia elettrica in corrente alternata, compatibile con la rete. In

funzione delle condizioni di insolazione e della presenza della rete, l'inverter si avvia ed inizia ad erogare l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico, al quale è connesso.

Per questa fase progettuale è stato preso in considerazione il gruppo di conversione SE20K Solaredge di potenza nominale pari a 19,99 kW in grado di alimentare carichi trifase 400 Volt – 50 Hz, di cui si allega scheda tecnica. **L'appaltatore può usare qualsiasi altro inverter con caratteristiche simili, purché la potenza in uscita in CA sia di 19,9 kW.**

## / Inverter Trifase

SE12.5K / SE16K / SE17K / SE20K

COMPATIBILE CON INVERTER CON NUMERO DI SERIE	SEX0K-XXXXBXX4			SEX0K-XXXXIBXX4	
	SE12.5K	SE16K	SE17K	SE20K	
<b>USCITA</b>					
Potenza in uscita CA nominale	12500	16000	17000	19900*	VA
Potenza in uscita CA massima	12500	16000	17000	19900*	VA
Tensione in uscita CA - Fase - Fase / Fase - Neutro (nominale)	400 / 230				Vca
Tensione in uscita CA - Intervallo di tensione Fase - Neutro	184 - 264,5				Vca
Frequenza CA	50/60 ± 5				Hz
Corrente continua in uscita massima (per fase)	20	23,2	24,6	29	A
Reti supportate - trifase	3 / N / PE (Connessione a stella con Neutro)			3 / N / PE (Connessione a stella con neutro), 3 / PE	
Monitoraggio dell'impianto, Protezione contro il funzionamento in isola; Fattore di potenza configurabile; Valori di soglia configurabili per paese	SI				
Distorsione armonica totale (THD)	≤ 3				%
<b>INGRESSO</b>					
Potenza CC massima (Modulo STC)	16850	21600	22950	34800	W
Senza trasformatore, senza messa a terra	SI				
Tensione massima in ingresso	1000				Vcc
Tensione CC nominale in ingresso	750				Vcc
Corrente in ingresso massima	21	23,2	24,6	29	Acc
Protezione contro inversione di polarità	SI				
Rilevamento dell'isolamento per guasto a terra	Sensitività 700kΩ <sup>(1)</sup>			Sensitività 167kΩ <sup>(1)</sup>	
Efficienza massima dell'inverter	98				%
Efficienza ponderata europea	97,7				%
Consumo energetico notturno	< 2,5			< 4	W
<b>FUNZIONI AGGIUNTIVE</b>					
Interfacce di comunicazione supportate <sup>(2)</sup>	RS485, Ethernet, Wi-Fi (richiede antenna) <sup>(3)</sup> , Rete cellulare (opzionale)				
Messa in funzione dell'inverter	Con l'applicazione mobile SetApp utilizzando il punto di accesso Wi-Fi integrato per la connessione locale				
Gestione Smart Energy	Limitazione immissioni in rete				
Protezione da arco elettrico	Integrata, Configurabile dall'utente (In conformità con UL1699B)				
Protezione da sovratensioni per RS485	Opzionale <sup>(4)</sup>				
Protezione da sovratensioni CC	-			Tipo II, sostituibile sul campo, integrata	
Protezione da sovratensioni CA	-			Tipo II, sostituibile sul campo, opzionale	
<b>CONFORMITÀ AGLI STANDARD</b>					
Sicurezza	IEC-62103 (EN50178), IEC-62109, AS 4800				
Standard per il collegamento alla rete <sup>(5)</sup>	VDE-AR-N-4105, G99, AS-4777, EN50438, EN50549-1, CEI 0-16, VDE 0126-1-1, CEI 0-16				
Emissioni	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, Classe B			IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, Classe A	
RoHS	SI				
<b>SPECIFICHE PER L'INSTALLAZIONE</b>					
Diámetro pressacavo CA di uscita / Sezione del cavo	15 - 21 mm / Cavo rigido 2,5-16 mm <sup>2</sup>			Diámetro cavo 19-28 mm / 4 - 16 mm <sup>2</sup>	
Ingresso CC	2 coppie di connettori MC4			4 coppie di connettori MC4	
Dimensioni (A x L x P)	549 x 317 x 264			550 x 317 x 273	mm
Peso	30,7			32	kg
Intervallo di temperatura di funzionamento	da -40 a +60 <sup>(6)</sup>				°C
Raffreddamento	Con ventola (sostituibile dall'utente)				
Rumore	< 50			< 62	dB(A)
Classe di protezione	IP65 - Esterno e interno				
Montaggio	Su staffa (in dotazione)				

\* 19900 W impostando Paese su Italia

(1) Dove permesso dalle normative locali

(2) Per riferimento a Schede Tecniche -> Communication nella pagina Download per le specifiche delle opzioni di comunicazione opzionali: <https://www.solaredge.com/it/downloads>

(3) La connessione Wi-Fi necessita di un'antenna esterna. Per maggiori informazioni consultare: <https://www.solaredge.com/products/communication>

(4) Può essere acquistato un kit di protezione da sovratensioni per RS485. Fare riferimento a: [https://www.solaredge.com/sites/default/files/se\\_spd\\_plugin\\_for\\_rs485\\_for\\_3phase\\_with\\_setapp\\_ds.pdf](https://www.solaredge.com/sites/default/files/se_spd_plugin_for_rs485_for_3phase_with_setapp_ds.pdf)

(5) Per tutte le norme fare riferimento alla sezione Certificazioni nella pagina di Download: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

(6) Per informazioni sul de-rating consultare: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>

© SolarEdge Technologies, Ltd. Tutti i diritti riservati. SOLAREEDGE, il logo SolarEdge, e OPTIMIZED BY SOLAREEDGE sono marchi di fabbrica o marchi di fabbrica registrati di SolarEdge Technologies, Inc. Tutti gli altri marchi di fabbrica menzionati in questo documento sono proprietà dei rispettivi proprietari. Data: 08/2022 DS-000040-3.2-IT. Soggetto a modifiche senza preavviso.

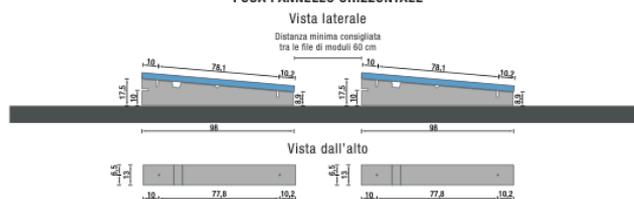
CE RoHS

L'inverter è conforme alla normativa vigente, applicabile sia all'eventuale connessione alla rete che alla compatibilità elettromagnetica. Sono, inoltre, previste tutte le protezioni contemplate dalla normativa vigente. Il monitoraggio è integrato a livello di modulo con comunicazione Ethernet, wireless o cellulare per una piena visibilità del sistema. Distacco notturno del trasformatore di consegna tramite sensori crepuscolari integrati per abbattere le perdite indesiderate.



**B. SCHEDA TECNICA ZAVORRA SUN BALLAST****DETTAGLIO SISTEMA****ZAVORRA 5°**  
Art. 23005

<b>Materiale</b>	Il materiale principale di SUN BALLAST è il calcestruzzo, che permette una bassa usura nel tempo e la capacità di resistere anche alle perturbazioni più intense e a diverse condizioni climatiche		
<b>Applicazione</b>	Qualsiasi tipologia di tetto piano con pendenza max 5°, a terra, su terreni battuti con materiale inerte o pavimentazioni		
<b>Angolo di inclinazione</b>	5°	<b>Quantità per bancale</b>	14 pezzi
<b>Peso zavorra</b>	39 kg	<b>Dimensioni bancale</b>	110 cm x 98 cm h = 35 cm
<b>Posizionamento modulo</b>	Orizzontale / Verticale	<b>Peso bancale</b>	546 kg

**POSA PANNELLO ORIZZONTALE****POSA PANNELLO VERTICALE****INFO**

- La coppia applicata deve fare riferimento allo standard meccanico conforme al bullone in uso, con bulloni M8 in acciaio inox impiegare una coppia di serraggio di 12 - 14 Nm.
- Evitare gli avvitatori ad impulsi.
- Si consiglia di consultare sempre le informazioni indicate nella scheda di montaggio del produttore del pannello.
- Seguire le istruzioni di montaggio Sun Ballast.
- Le dimensioni presenti in figura sono tutte espresse in centimetri.

**3.2.4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ELETTRICO**

L'impianto elettrico oggetto dell'intervento è costituito da:

- Impianto fotovoltaico;
- Circuiti elettrici di alimentazione utenze
- Impianto di terra

Dal quadro generale posizionato in prossimità del contatore attualmente esistente, dovrà essere posato un nuovo cavo elettrico di formazione 3x25+1x16mmq tipo FG16OR16 in sostituzione dell'attuale cavo 4x4mmq ed utilizzando il cavidotto attualmente esistente. Il cavo sarà protetto dall'interruttore tetrapolare magnetotermico differenziale da 40A I<sub>dn</sub> = 0.03A attualmente esistente

Il cavo dovrà essere posato fino al quadro di distribuzione "Quadro zona nuova", all'interno del quale dovranno essere installate le seguenti apparecchiature:

- N. 1 sezionatore sottocarico generale di 4P In = 63A;
- N. 1 interruttore magnetotermico 2P In = 40A per Colombario A e B;
- N. 1 interruttore magnetotermico 4P In = 40A per impianto fotovoltaico;

Dal nuovo interruttore si ripartirà, con un nuovo cavo tipo FG16OR16 di formazione 3x25+1x16mmq ed utilizzando il cavidotto esistente, fino all'attuale vano quadri del colombaio B all'interno del quale verrà installato:

- Inverter;
- Quadro CA impianto fotovoltaico;
- Quadro CC impianto fotovoltaico

I moduli fotovoltaici saranno collegati al quadro di parallelo utilizzando un cavo solare tipo H1Z2Z2-K di sezione 1x2,5mmq, utilizzando delle tubazioni di calata in rame di nuova fornitura.

All'interno del vano quadri il collegamento delle varie unità sarà effettuato tramite impianto esterno in tubo PVC rigido.

L'impianto di terra sarà costituito da un picchetto in acciaio zincato di lunghezza 1,5 metri di nuova fornitura ed installato all'interno di un pozzetto prefabbricato di nuovo posa installato in prossimità dell'esistente pozzetto cavi e collegato al cavo G/V da 16mmq attualmente posato. All'interno del vano quadri sarà installata una collettore di terra dove faranno capo tutte le masse estranee dell'impianto.

#### 3.2.4.1. QUADRI ELETTRICI IN CORRENTE ALTERNATA

Il quadro seziona l'intero impianto fotovoltaico dalla rete di distribuzione ed utenze e protegge i dispositivi lato ca dalle sovratensioni impulsive.

Specifiche tecniche del quadro:

- sistema TT - caratteristiche della tensione di alimentazione, sottolineando che questa sarà in corrente alternata con frequenza 50Hz, a tensione 380 V trifase con neutro;
- tenuta al cortocircuito superiore al valore di corrente nominale ammissibile di picco (I<sub>pk</sub>) del quadro
  - all'interno del quadro e sulla faccia interna delle porte, tutte le parti attive dei circuiti, apparecchiature, terminali e morsettiere comprese, indipendentemente dalla tensione di esercizio, devono essere protette con un grado di protezione non inferiore ad IP2X o IPXXB;
  - tutti i circuiti, barrature e componenti del quadro dovranno essere idonei ed assemblati in modo da resistere alle sollecitazioni termiche e dinamiche dovute al valore di picco della corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione;
  - tutti i dispositivi di protezione da sovracorrente dovranno avere un potere d'interruzione superiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione del quadro.

Il quadro generale fotovoltaico avrà una struttura Halogen free secondo norma EN 60754-2.

#### 3.2.4.2. QUADRI ELETTRICI IN CORRENTE CONTINUA

I quadri devono consentire il sezionamento di ciascuna stringa di moduli fotovoltaici, proteggere da sovracorrenti e cortocircuiti, proteggere il generatore fotovoltaico e gli inverter da sovratensioni impulsive lato cc.

Specifiche tecniche del quadro:

- possibile sistema IT - caratteristiche della tensione continua di alimentazione, tensione di stringa minore di 1000 V.
- corrente nominale dei dispositivi di apertura, in categoria d'impiego minima DC21B, pari a 1,5 volte la somma delle correnti nominali di ciascuna apparecchiatura collegata - tenuta al cortocircuito del quadro superiore al valore di corrente nominale ammissibile di picco del quadro
  - all'interno del quadro e sulla faccia interna delle porte, tutte le parti attive dei circuiti, apparecchiature, terminali e morsettiere comprese, indipendentemente dalla tensione di esercizio, devono essere protette con un grado di protezione non inferiore ad IPXXB.

#### 3.2.5. QUALITA' DEI MATERIALI

L'impianto in oggetto è stato progettato con riferimento a materia-li/componenti di Fornitori primari, dotati di Marchio di Qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore attestanti la costruzione a regola d'arte secondo la Normativa tecnica e la Legislazione vigente.

Tutti i materiali/componenti rientranti nel campo di applicazione delle Direttive 73/23/CEE ("Bassa Tensione") e 89/336/CEE ("Compatibilità Elettromagnetica") e successive modifiche/aggiornamenti saranno conformi ai requisiti essenziali in esse contenute e saranno contrassegnati dalla marcatura CE.

Tutti i materiali/componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

### 3.2.6. MISURE DI PROTEZIONE ADOTTATE

L'impianto oggetto dell'appalto sarà realizzato al fine di assicurare:

- la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nelle condizioni che possono ragionevolmente essere previste;
- il suo corretto funzionamento per l'uso previsto;

Per raggiungere tali obiettivi saranno adottate le seguenti misure di protezione:

#### 3.2.6.1. PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

- Protezione totale contro i pericoli derivanti da contatti con parti in tensione, realizzata in conformità al cap. 412 della Norma CEI 64-8 mediante:
- isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio
- involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal dito di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova)

A tal fine saranno impiegati cavi a doppio isolamento (o cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante) e le connessioni saranno racchiuse entro apposite cassette con coperchio apribile mediante attrezzo.

#### 3.2.6.2. PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI

Protezione contro i pericoli risultanti dal contatto con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione secondo il paragrafo 413.1 della Norma CEI 64-8, collegando all'impianto generale di terra dell'edificio tutte le masse presenti negli ambienti considerati ed impiegando interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, il tutto coordinato in modo da soddisfare in tutti i punti la condizione di cui all'art. 413.1.3.3 della Norma CEI stessa:

$$Z_s * I_a \leq U_o$$

dove:

$Z_s$  = impedenza dell'anello di guasto

$I_a$  = corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro un tempo stabilito

$U_o$  = tensione nominale del circuito

E' noto che, nel caso di utilizzo di dispositivi a corrente differenziale, la suddetta relazione è sempre verificata, indipendentemente dal valore di impedenza di guasto riscontrabile nei circuiti da essa derivati. equivalente (condutture e corpi illuminanti) in accordo al paragrafo 413.2 delle Norme CEI 64-8.

#### 3.2.6.3. PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI

Protezione contro il anomalo degli isolanti dei cavi e contro gli sforzi elettromeccanici prodotti nei conduttori e nelle connessioni causati da correnti di sovraccarico o di cortocircuito, da realizzare mediante dispositivi unici di interruzione di tipo magnetotermico installati all'origine di ciascuna conduttura ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, secondo quanto prescritto nel Cap. 43 e nella sez. 473 della Norma CEI 64-8 facendo riferimento alle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

A tal fine ogni dispositivo, oltre a possedere un potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di corto circuito presunta nel suo punto di installazione, risponderà alle seguenti due condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

$I_b$  = corrente di impiego del circuito (Ampère)

$I_z$  = portata in regime permanente della conduttura (Ampère)

$I_n$  = corrente nominale del dispositivo di protezione (Ampère)

$I_f$  = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite (Ampère)

#### 3.2.6.4. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Tutti i dispositivi di protezione in Bassa Tensione dovranno avere potere di interruzione o corrente di breve durata minimo superiore al valore della corrente di cortocircuito previsto nel punto di inserzione del quadro elettrico.

tutte le correnti provocate da un corto circuito che si presenti in un punto qualsiasi del circuito devono essere interrotte in un tempo non superiore a quello che porta i conduttori alla temperatura limite ammissibile.

Per il corto circuito di durata non superiore a 5 secondi, il tempo  $t$  necessario affinché una data corrente di corto circuito porti i conduttori dalla temperatura massima ammissibile in servizio ordinario alla temperatura limite può essere calcolato, in prima approssimazione, con la formula:

$$I^2 t \leq k^2 s^2$$

dove:

$t$  = durata in secondi;

$S$  = sezione del conduttore in  $mm^2$ ;

$K$  =

- 115 per i conduttori in rame isolati con PVC/Termoplastici;
- 143 per i conduttori in rame isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;
- 74 per i conduttori in alluminio isolati con PVC;
- 87 per i conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato.

#### 3.2.6.5. VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

La formula considerata per il calcolo della caduta di tensione è la seguente :

$$\Delta V\% = (L * I_b * \Delta U \times 100) / (400 * 1000)$$

Si è considerato 400 V per i circuiti quadripolari e 230 V in luogo dei 400 V della formula per quelli bipolari;  $L$  è la lunghezza del tratto in metri,  $\Delta U$  è la caduta di tensione unitaria espressa in mV/m ed  $I_b$  è la corrente di impiego espressa in Ampère.

Il calcolo, a favore della sicurezza, è stato condotto considerando tutto il carico in fondo alla linea.

Secondo la Norma CEI 64-8/5 art.525 la caduta di tensione rispetto al punto di consegna dell'energia deve essere contenuta entro il 4%; tuttavia tale valore viene limitato, per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, al 2%.

#### 3.2.6.6. SEZIONAMENTO

Per il sezionamento dell'impianto di distribuzione in b.t. saranno impiegati tutti i dispositivi omnipolari di protezione e comando posti nei vari quadri elettrici a partire dagli interruttori generali b.t. a bordo Inverter per arrivare infine a tutti gli interruttori generali di quadro o agli interruttori divisionali per l'alimentazione dei circuiti terminali destinati alle varie utenze.

### 3.2.7. TUBAZIONI

Le tubazioni impiegate per realizzare l'impianto saranno del tipo rigido autoestinguente con le seguenti caratteristiche:

- Materiale: a base di PVC rigido
- Resistenza allo schiacciamento: classe 3 superiore a 750 Newton su 5 cm a  $+ 23 \pm 2^{\circ}\text{C}$
- Resistenza agli urti: classe 3 2kg da 10 cm a  $-5^{\circ}\text{C}$
- Temperatura minima: classe 2  $-5^{\circ}\text{C}$
- Temperatura massima classe 1  $+ 60^{\circ}\text{C}$
- Resistenza elettrica di isolamento: superiore a 100 megaohm per 500 V di esercizio per 1 min
- Rigidità dielettrica: superiore a 2000 V - 50 HZ per 15 min
- Resistenza al fuoco: supera "Glow wire test" (filo incandescente) alla temperatura di  $850^{\circ}\text{C}$  secondo la norma CEI EN 60695-2-11

Il diametro interno dei tubi sarà maggiore o al limite uguale a 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, in ogni caso non inferiore a 16 mm.

I cavi avranno la possibilità di essere infilati e sfilati dalle tubazioni con facilità; nei punti di derivazione dove risulti problematico l'infilaggio, saranno installate scatole di derivazione in PVC complete di coperchio fissato mediante viti filettate.

### 3.2.8. QUADRI ELETTRICI

I quadri dovranno rispondere a tutte le specifiche prescrizioni della Norma CEI 17/13, oppure, se applicabile, della Norma sperimentale CEI 23/51, relativa ai quadri elettrici ad installazione fissa, aventi involucri vuoti rispondenti alla Norma CEI 23/49 e corrente nominale non superiore ai 125 A.

Per l'impianto in esame sono previsti quadri del tipo a parete in materiale termoplastico con sportello trasparente, dotati di chiusura a chiave, con grado di protezione minimo IP 43.

L'involucro deve garantire, nelle condizioni operative, una dissipazione termica non inferiore al calore dissipato per effetto Joule dai dispositivi installati al suo interno, considerando come dispositivi non solo gli organi di manovra e/o protezione, ma anche le apparecchiature ausiliari e quali trasformatori, lampade spia, etc.

È previsto un quadro elettrico in corrente alternata e un quadro elettrico in corrente continua.

#### 3.2.8.1. QUADRO FOTOVOLTAICO LATO CA

Quadro Fotovoltaico CA, per protezione e sezionamento impianto fotovoltaico con carpenteria idonea per posa a parete IP65, composto da:

- Interruttore magnetotermico di sezionamento e protezione linea di sgancio collegata a relè-contattore su quadro DC in copertura, per attuare lo sgancio di emergenza sul lato DC al mancare della tensione di alimentazione di rete lato AC;
- Interruttore magnetotermico di sezionamento e protezione fotovoltaico (DDG).

#### 3.2.8.2. QUADRO DI SEZIONAMENTO LATO CC

Per il tipo di divisione dell'impianto proposta qui sopra e per il tipo di inverter preso a riferimento in questa fase progettuale, è previsto No.1 quadro di sezionamento e parallelo sul lato CC, per il sezionamento delle linee DC in uscita dalle singole stringe fotovoltaiche, completo di N. 4 sezionatori sotto carico, con bobina di sgancio per apertura attraverso pulsante di emergenza posizionato all'esterno del vano contenente l'inverter. Il quadro sarà installato, per questioni legati ai Vigili del Fuoco, all'esterno (sotto pannello FV) e dovrà avere grado di protezione min. IP65.

### 3.2.9. CAVI

Negli impianti saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- cavi uni/multipolari in rame a doppio isolamento, provvisti di marcatura, con caratteristiche di reazione al fuoco secondo la EN 50575 ai sensi del regolamento UE 305/2011 (CPR), e saranno del tipo:
  - o FG16(O)R16 0,6/1 kV se multipolare
  - o FG16R16 0,6/1 kV se unipolare
- Cavi CC: H1Z2Z2-K, cavo isolato in gomma Z2, conduttore in rame stagnato, tensione massima di esercizio 1500 Vdc, CEI EN 50618

La scelta delle sezioni dei cavi è stata effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 4%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8.

La portata delle condutture sarà commisurata alla potenza totale che si prevede di installare.

La sezione minima prevista sarà di 1,5 mm<sup>2</sup>.

Nei circuiti trifase i conduttori di neutro potranno avere sezione inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase, con il minimo di 16mm<sup>2</sup>, purché il carico sia sostanzialmente equilibrato ed il conduttore di neutro sia protetto per un cortocircuito in fondo alla linea; in tutti gli altri casi al conduttore di neutro verrà data la stessa sezione dei conduttori di fase.

La sezione del conduttore di protezione non sarà inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

dove:

$S_p$  = sezione del conduttore di protezione (mm<sup>2</sup>)

$I$  = valore efficace della corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa (A)

$t$  = tempo di interruzione del dispositivo di protezione (s)

$K$  = fattore il cui valore per i casi più comuni è dato nelle tabelle VI, VII, VIII e IX delle norme C.E.I. 64-8 e che per gli altri casi può essere calcolato come indicato nell'Appendice H delle stesse norme

La sezione dei conduttori di protezione può essere anche determinata facendo riferimento alla seguente tabella:

$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Dove:

$S$  = sezione dei conduttori di fase dell'impianto (mm<sup>2</sup>)

$S_p$  = sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (mm<sup>2</sup>)

I cavi unipolari e le anime dei cavi multipolari saranno contraddistinti mediante le seguenti colorazioni:

- nero, grigio e marrone (conduttori di fase)
- blu chiaro (conduttore di neutro)
- bicolore giallo-verde (conduttori di terra, di protezione o equipotenziali)

La rilevazione delle sovracorrenti è stata prevista per tutti i conduttori di fase.

In ogni caso il conduttore di neutro non verrà mai interrotto prima del conduttore di fase o richiuso dopo la chiusura dello stesso.

Le condutture non saranno causa di innesco o di propagazione d'incendio: saranno usati cavi, tubi protettivi e canali aventi caratteristiche di non propagazione della fiamma nelle condizioni di posa.

Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisorii.

I cavi che seguono lo stesso percorso ed in special modo quelli posati nelle stesse tubazioni, verranno chiaramente contraddistinti mediante opportuni contrassegni applicati alle estremità.

### 3.2.10. CONNESSIONI E DERIVAZIONI

Tutte le derivazioni e le giunzioni dei cavi saranno effettuate entro apposite cassette di derivazione di caratteristiche congruenti al tipo di canalizzazione impiegata.

Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo.

Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati a 500 V.

### 3.2.11. IMPIANTO DI TERRA

Il dispersore di terra sarà unico e costituito da una corda in rame nudo da 35 mm<sup>2</sup> e 50 mm<sup>2</sup> interrata a circa 0,5 m di profondità lungo il perimetro esterno della cabina di trasformazione e lungo il campo fotovoltaico, integrata da picchetti infissi nel terreno entro pozzetti ispezionabili.

Il locale tecnico sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore esistente;
- il nodo di terra dei Quadri Elettrici;

Dal nodo di terra principale saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto.

Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame.

L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e ad esso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili;

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti

## 4. ANALISI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Con specifico riferimento al documento [2], qui di seguito si ripropone la producibilità aggiornata in virtù della definizione puntuale del layout esecutivo riportato nel documento [3] definito secondo le considerazioni del presente documento.

### 4.1. PRODUZIONE

PRODUCIBILITÀ SISTEMA FOTOVOLTAICO FISSO													
Località		Pesaro-Urbino - Latitudine 43,9° Nord											
Dati Irraggiamento		UNI 10349											
Fattore di albedo		0,2											
Azimut [gradi]		0,00											
Tilt [gradi]		5,00											
Efficienza n.1		80,00%											
Produttività annua [kWh/kWp]		1.140,87											
Potenza FV [kWp]		25,20											
Produttività [kWh/anno]		28.749,90											
Produttività											SELEZIONATO		
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
Energia Irraggiata sul piano dei moduli [kWh/mq]	37,67	59,09	109,59	148,71	183,86	191,50	219,42	191,46	135,87	89,90	49,57	37,45	1.454,10
Energia persa per ombreggiamento [kWh/mq]	3,06	4,18	6,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,44	4,26	3,67	28,01
Perdita in percentuale	8,12%	7,07%	5,84%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,16%	8,59%	9,80%	1,93%
Energia utile [kWh/mq]	34,61	54,91	103,19	148,71	183,86	191,50	219,42	191,46	135,87	83,46	45,31	33,78	1.426,09
Produttività mensile [kWh/kWp]	27,69	43,92	82,56	118,97	147,09	153,20	175,53	153,17	108,70	66,77	36,25	27,02	1.140,87
Produttività [kWh/mese]	697,79	1.106,89	2.080,39	2.998,06	3.706,66	3.860,60	4.423,44	3.859,88	2.739,19	1.682,48	913,51	681,02	28.749,90

Produttività													UNI/Enea	
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno	
Produttività [kWh/mese]	697,79	1.106,89	2.080,39	2.998,06	3.706,66	3.860,60	4.423,44	3.859,88	2.739,19	1.682,48	913,51	681,02	28.749,90	
Distribuzione statistica kWh giornalieri prodotti in un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno - Sistema fisso														
ora del giorno	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Media	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5,00	0,00	0,00	0,00	0,09	1,49	2,43	1,94	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54	
6,00	0,00	0,00	0,45	2,74	4,32	4,99	4,93	3,52	1,16	0,00	0,00	0,00	1,84	
7,00	0,00	0,93	3,09	5,36	6,72	7,31	7,81	6,54	4,33	1,65	0,17	0,00	3,66	
8,00	1,49	2,94	5,03	7,34	8,53	9,05	10,06	8,95	6,71	3,96	2,04	1,14	5,60	
9,00	2,39	3,93	6,24	8,75	9,96	10,48	11,89	10,79	8,33	5,26	3,14	2,34	6,96	
10,00	2,79	4,53	7,13	9,82	11,05	11,57	13,29	12,19	9,54	6,14	3,71	2,81	7,88	
11,00	3,03	4,91	7,68	10,50	11,73	12,26	14,17	13,08	10,30	6,69	4,07	3,09	8,46	
12,00	3,11	5,04	7,87	10,73	11,97	12,50	14,47	13,38	10,56	6,88	4,19	3,19	8,66	
13,00	3,03	4,91	7,68	10,50	11,73	12,26	14,17	13,08	10,30	6,69	4,07	3,09	8,46	
14,00	2,79	4,53	7,13	9,82	11,05	11,57	13,29	12,19	9,54	6,14	3,71	2,81	7,88	
15,00	2,39	3,93	6,24	8,75	9,96	10,48	11,89	10,79	8,33	5,26	3,14	2,34	6,96	
16,00	1,49	2,94	5,03	7,34	8,53	9,05	10,06	8,95	6,71	3,96	2,04	1,14	5,60	
17,00	0,00	0,93	3,09	5,36	6,72	7,31	7,81	6,54	4,33	1,65	0,17	0,00	3,66	
18,00	0,00	0,00	0,45	2,74	4,32	4,99	4,93	3,52	1,16	0,00	0,00	0,00	1,84	
19,00	0,00	0,00	0,00	0,09	1,49	2,43	1,94	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54	
20,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
22,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
kWh/giorno	22,51	39,53	67,11	99,94	119,57	128,69	142,69	124,51	91,31	54,27	30,45	21,97		
controllo	22,51	39,53	67,11	99,94	119,57	128,69	142,69	124,51	91,31	54,27	30,45	21,97	Tot anno	
Tot mese	697,79	1.106,89	2.080,39	2.998,06	3.706,66	3.860,60	4.423,44	3.859,88	2.739,19	1.682,48	913,51	681,02	28.749,90	

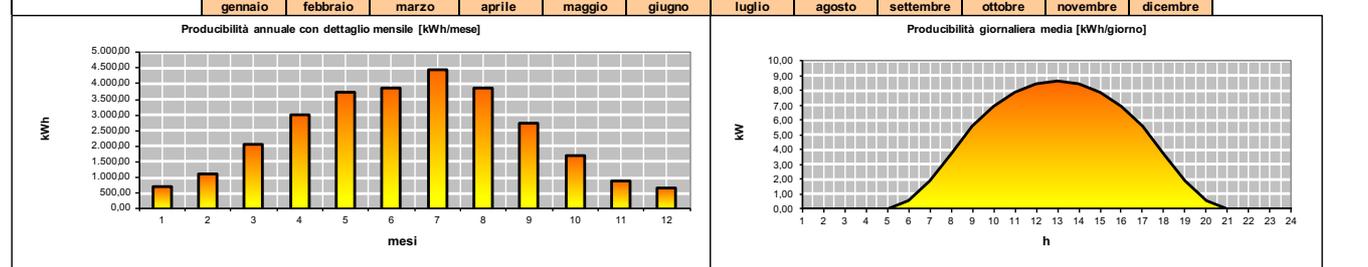
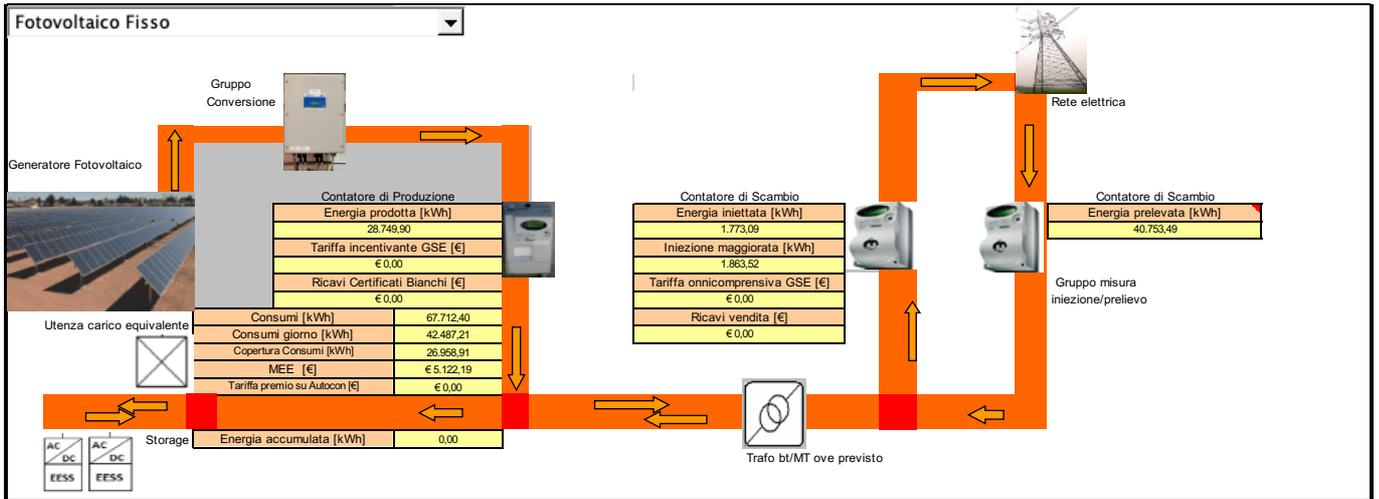


Fig. 4.1 – Analisi energetica

## 4.2. SCAMBIO SUL POSTO ALTROVE



Località	Pesaro-Urbino - Latitudine 43,9° Nord		
Dati Irraggiamento	Dati UNI 10349:1994	Fattore di albedo	0,20
Sistema fotovoltaico	Fisso	Azimut [gradi]	0,00
		Tilt [gradi]	5,00
Potenza elettrica nominale [kWp]	25,20	Potenza immessa in rete [kW]	19,99
Producibilità attesa al primo anno [kWh/anno]	28.749,90	Ore equivalenti al primo anno [kWh/kWp]	1.140,87
Consumi al primo anno [kWh/anno]	67.712,40	Energia prodotta ed autoconsumata al primo anno [kWh/anno]	26.958,91
Sistema di accumulo	NO	Autoconsumo	93,77%

Fig. 4.2 – Simulazione scambio sul posto altrove

## 5. APPRESTAMENTI DI SICUREZZA

La LEGGE REGIONALE 22 aprile 2014, n. 7 “Norme sulle misure di prevenzione e protezione dai rischi di caduta dall’alto da predisporre negli edifici per l’esecuzione dei lavori di manutenzione sulle coperture in condizioni di sicurezza” stabilisce all’art. 2 la necessità di prevedere l’applicazione di misure di prevenzione e protezione dirette ad evitare i rischi di caduta dall’alto, quali in particolare sistemi di ancoraggio permanenti, che consentono lo svolgimento di attività in quota sulla copertura, il transito e l’accesso in condizioni di sicurezza si durante l’installazione che manutenzione.....nel caso di “installazione di nuovi impianti tecnici, telematici e fotovoltaici, qualora essi riguardino le coperture”.

Il presente progetto è stato pertanto integrato prevedendo, in conformità alla normativa cogente di cui sopra, i seguenti apprestamenti di sicurezza permanenti:

- Scala di appoggio a pioli priva di gabbia di sicurezza, in quanto l’altezza alla linea di gronda è inferiore ai 5 m, con gancio di appoggio fisso e parapetti laterali;
- Linea vita di tipo C a norma UNI 11578:2015 (ex classe C UNI EN 795:2002).

**Come da accordi con il RUP, l’elaborato tecnico di copertura è in capo all’impresa appaltatrice che si occuperà di redigerla in accordo alla fornitura effettiva degli apprestamenti di cui sotto.**

### 5.1. SCALA DI APPOGGIO PER ACCESSO ALLA COPERTURA

La scala singola in appoggio, che è possibile comunque rimuovere dopo l’installazione e riagganciarla per ogni attività di manutenzione, dovrà avere queste caratteristiche:

- Portata massima 150 kg
- Altezza massima di lavoro 5 m
- Ganci di arresto di serie per una maggiore stabilità e sicurezza
- corrimano laterale in tubolare di alluminio sagomato
- poggia scala da fissare alla struttura della copertura

CODICE	GRADINI	Peso kg	A cm	B cm	C cm	D cm	E cm	HL cm
SAS.200	7	10	175	200	70	46	40	355
SAS.250	8	14	212	250	90	46	40	392
SAS.300	10	17	263	300	110	46	40	443
SAS.350	12	22	312	350	128	46	40	443
SAS.400	14	24	360	400	145	46	40	540
SAS.450	15	26	396	450	160	46	40	576
SAS.500	17	31	448	500	180	46	40	628
SAS.550	19	33	498	550	197	46	40	678

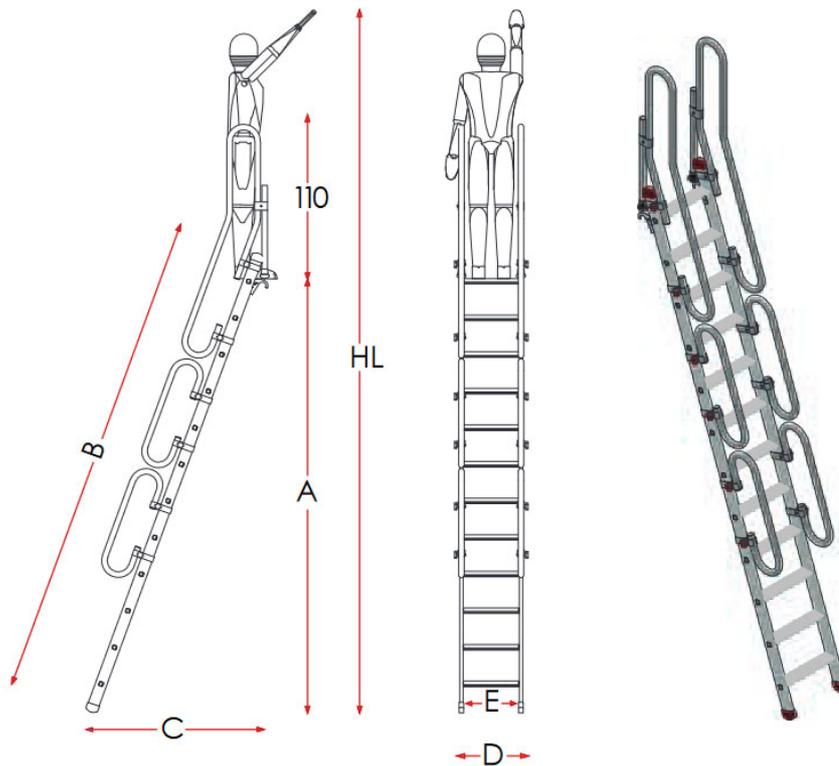


Fig. 5.1 – Dettagli scala in appoggio

## 5.2. LINEA VITA

LINEA VITA di tipo C a norma UNI 11578:2015 (ex classe C UNI EN 795:2002), per sostenere in caso di caduta contemporaneamente più persone, composta da cavo in acciaio inox Aisi 316, pali di ancoraggio in acciaio inox AISI 304 o in lega di alluminio anodizzato, completi di piastra ed eventuali accessori di

fissaggio a parti strutturali e da ogni elemento complementare per dare il sistema fisso di protezione individuale contro la caduta dall'alto correttamente funzionante.

La linea vita dovrà essere installata secondo lo schema planimetrico di cui al documento [3] e dovrà essere corredata di dichiarazione di conformità del produttore alla norma UNI 11578:2015 (ex classe C UNI EN 795:2002) e di dichiarazione di corretta installazione dell'installatore.