



REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA E DI VERIFICA

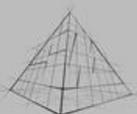
-Società AMBIO srl -

Tecnico
Arch. Stefano Malaguti

Tecnico
Ing. Mattia Tartari



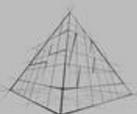
Concordia s/S, li 17/07/2025





SOMMARIO

1. PREMESSA CON LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	3
2. DESCRIZIONE DELL'OPERA E DELLE SCELTE PROGETTUALI	4
2.1 Moduli fotovoltaici	4
2.2 Inverter	5
2.3 Batterie di accumulo	5
2.4 Descrizione delle strutture di sostegno e del layout impianto	6
2.5 Scavi e Collegamenti elettrici.....	6
2.5.1 Scavi.....	6
2.5.2 Cavo solare	7
2.5.3 Cavi in corrente alternata.....	7
2.6 Cabine di trasformazione e consegna.....	7
3. CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA	8
4. PRODUZIONE STIMATA ED EMISSIONI EVITATE	9
4.1 Stima della radiazione solare incidente	9
4.2 Stima delle perdite	9
4.2.1 Perdite per ombreggiamento.....	9
4.2.2 Perdite per incompleto sfruttamento della radiazione solare e per riflessione.....	9
4.2.3 Perdite per elevata temperatura sui moduli	10
4.2.4 Perdite per sporcizia dei moduli	10
4.2.5 Perdite per mismatching.....	10
4.2.6 Perdite ohmiche sui cablaggi in continua	10
4.2.7 Perdite di conversione dell'inverter	10
4.2.8 Perdite ohmiche sui cablaggi in alternata	10
4.2.9 Stima delle perdite attese.....	11
4.3 Stima della producibilità dell'impianto	11
4.4 Stima delle emissioni evitate	13
5. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	14





1. PREMESSA CON LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

La presente relazione descrive le caratteristiche di un nuovo impianto fotovoltaico su pensiline, avente una potenza di picco pari a **894,24 kW_p**, da costruire nel territorio del Comune di Riccione, in un parcheggio di nuova realizzazione tra Viale Portofino e Viale Sestri, coinvolgendo in tutto o in parte il terreno identificato dai seguenti estremi catastali:

Foglio	Particella	Superficie catastale
3	3009	1410
3	3007	1988
3	3011	1755
3	3005	4823
3	240	816
3	2212	80
3	3014	1550

In termini superficiali è possibile distinguere:

- Superficie captante lorda dei moduli fotovoltaici 3.884 m²

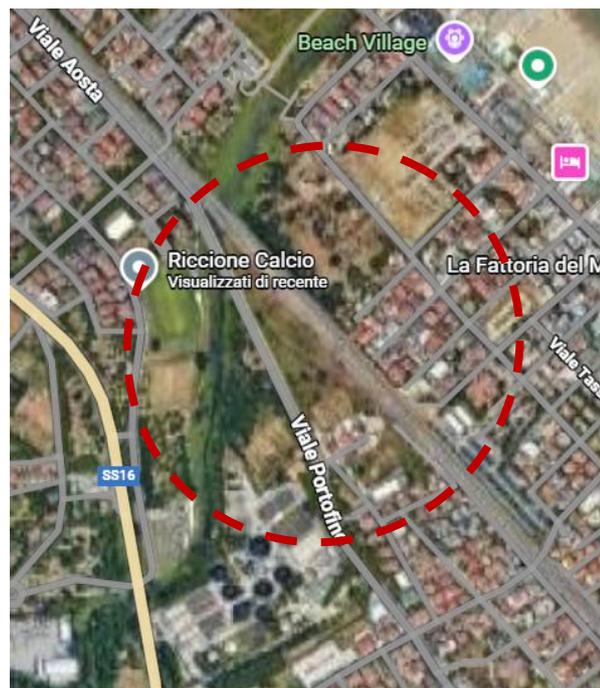


Figura 1 – Individuazione del terreno oggetto di intervento

Di seguito vengono esplicitate latitudine e longitudine del sito.

Latitudine	Longitudine
44° 00' 56.9" N	12° 38' 07".9 E





2. DESCRIZIONE DELL'OPERA E DELLE SCELTE PROGETTUALI

2.1 Moduli fotovoltaici

Si prevede di installare moduli in silicio monocristallino, aventi potenza 460 W¹ e dimensioni 1,762 x 1,134 x 0,030 metri con un'efficienza pari al 23,0%. E' prevista l'installazione di 1944 moduli.

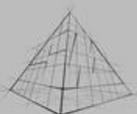
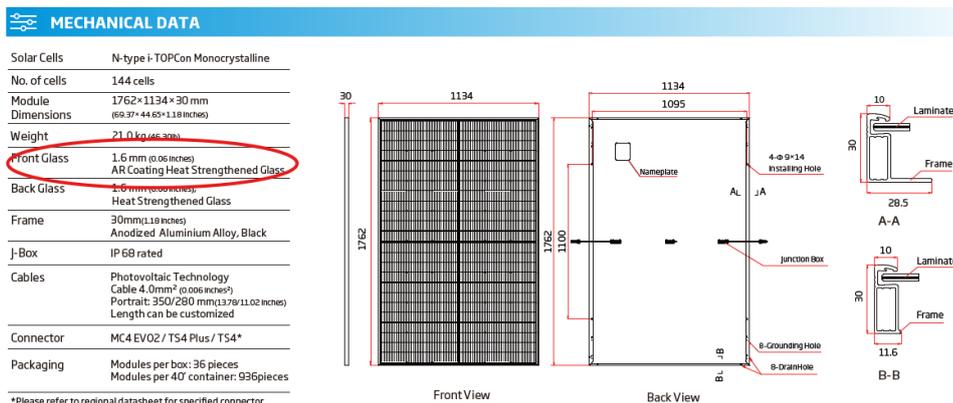
Il produttore garantisce un decadimento prestazionale massimo pari al 87,4% in 30 anni e una garanzia di 15 anni contro i difetti di fabbricazione.

I moduli sono certificati IEC 61215 e IEC 61730.

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico prescelto che devono intendersi riferite alla tipologia più che allo specifico modello commerciale proposto, anche perché in sede di installazione saranno reperiti i moduli con le caratteristiche più simili a quelle di progetto disponibili sul mercato.

Grandezza	Valore
Potenza nominale	460 W _p @STC
Efficienza nominale	23,0 %
Tensione di uscita a vuoto	53,8 V
Corrente di corto circuito	10,81 A
Tensione di uscita a Pmax	45,4 V
Corrente nominale a Pmax	10,14 A
Dimensioni	1762 mm x 1134 mm x 30 mm
Peso	40 kg

Un'altra caratteristica importante dei moduli da installare è una limitata componente della luce riflessa; infatti, così come documentato sulla scheda tecnica i moduli sono trattati dal produttore con un rivestimento AR (antiriflesso).





2.2 Inverter

Si prevede di installare n. 9 inverter di stringa trifase, aventi potenza nominale 100 kW, che lavorano su 10 MPPT indipendenti con un numero di ingressi complessivo pari a 20. Possono essere monitorati tramite un datalogger collegato ad una rete Wi-Fi presente nel luogo di installazione o tramite un cavo ethernet collegato ad un modem.

Hanno un rendimento europeo del 98,4% e il produttore offre una garanzia di prodotto minima di 5 anni.

Gli inverter saranno dotati di:

- protezione da sovracorrente lato AC;
- protezione da inversioni di polarità lato DC;
- protezione anti-isola;
- sezionatore intelligente a livello di stringa;
- monitoraggio dei guasti delle stringhe;
- scaricatore CC di tipo II;
- scaricatore AC di tipo II;
- rilevamento della resistenza di isolamento;
- protezione dai guasti di messa a terra lato AC.

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche tecniche dell'inverter prescelto che devono intendersi riferite alla tipologia più che allo specifico modello commerciale proposto, anche perché in sede di installazione saranno reperiti gli inverter con le caratteristiche più simili a quelle di progetto disponibili sul mercato.

Grandezza	Valore
Potenza nominale in uscita (CA)	100 kW
Tensione massima in ingresso	1100 V
Tensione nominale di ingresso	400 V
I _{max} di corto circuito in ingresso	40 A
I _{max} in ingresso per MPPT	26 A
MPPT indipendenti -- stringhe per	10 / 2
Grado di protezione	IP66
Temperatura di funzionamento (range)	-25°C / +60°C
Rendimento europeo	98,4%

2.3 Batterie di accumulo

Non è al momento prevista l'installazione di batterie di accumulo.





2.4 Descrizione delle strutture di sostegno e del layout impianto

Il presente progetto prevede l'installazione dei moduli su pensiline di parcheggi con un'inclinazione pari a 5°, rispetto al piano di campagna.

Le strutture di sostegno saranno in acciaio zincato a caldo e prevedono l'infissione di pali nel terreno, sempre in acciaio e senza l'ausilio di calcestruzzo.

È prevista un'altezza minima tra terreno e moduli di 2,24 m ed un'altezza massima di 2,60 m, in questo modo è possibile evitare l'utilizzo di scale e trabattelli e limitare così il rischio di infortuni sul lavoro dovuti a cadute dall'alto.

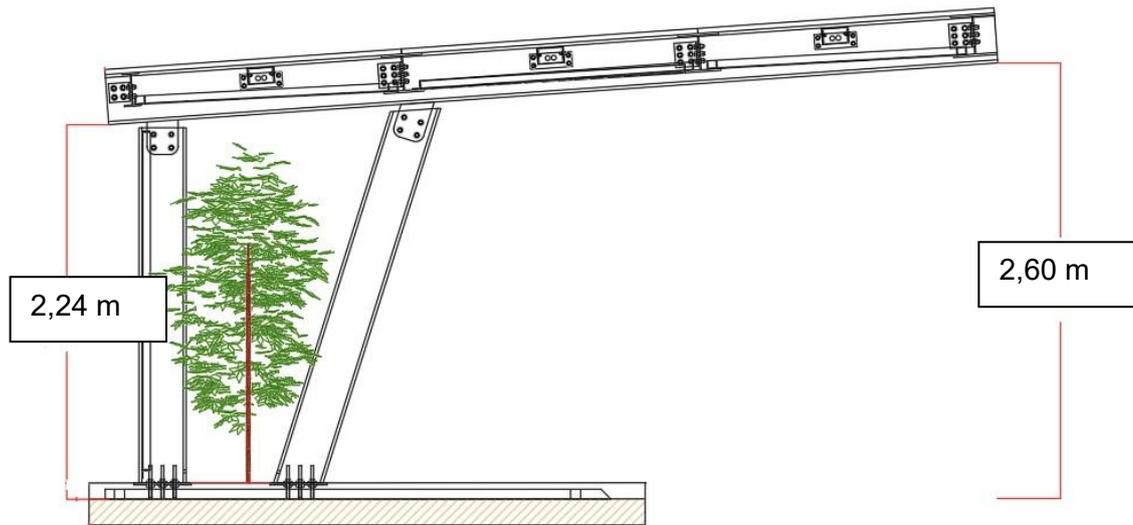


Figura 2 – Immagine rappresentativa della pensilina (sostituire immagine)

2.5 Scavi e Collegamenti elettrici

2.5.1 Scavi

Si prevedono tratti di scavo che raccoglieranno i cavi in DC e AC e li convogliano verso gli inverter e da questi alla cabina di trasformazione; un ulteriore scavo collegherà la cabina di trasformazione a quella di consegna.

Le prolunghe dei cavi solari delle stringhe dei moduli saranno fissate principalmente in corrispondenza della parte terminale delle strutture di sostegno.

Gli inverter saranno posizionati in corrispondenza dei pali di sostegno delle pensiline ad un'altezza minima da terra di 2,60 m, altezza tale da evitare interferenze dirette con le persone in ingresso o in uscita dal parcheggio.

La profondità prevista di tali scavi è di circa 100 cm.

I cavi saranno alloggiati all'interno di corrugati doppia parete di diametro esterno 90, 110 o 160 mm a seconda delle necessità.





2.5.2 Cavo solare

I collegamenti elettrici diretti tra i moduli fotovoltaici che andranno a costituire le singole stringhe saranno realizzati con i cavi propri degli stessi moduli, mentre le prolunghe agli inverter saranno realizzate con cavo solare unipolare tipo H1Z2Z2-K di sezione 6 mm².

Le prolunghe di cavo solare necessarie per collegare le stringhe agli inverter saranno posizionate all'interno di corrugati doppia parete interrati.

2.5.3 Cavi in corrente alternata

Per la realizzazione dei collegamenti AC si utilizzeranno cavi CPR tipo FG16(O)R16 per le fasi e FS17 per i conduttori di protezione; rispetto alla tensione di esercizio di 400 V presente sull'impianto, i cavi FG16(O)R16 sono da considerarsi ad isolamento doppio².

La sezione dei cavi in alternata, collegati alle uscite degli inverter, sarà scelta con un'opportuna maggiorazione rispetto a quella minima in grado di garantire la portata del circuito, ma comunque compatibile con la massima sezione allacciabile ai morsetti AC degli inverter stessi; questa scelta consente di ridurre le perdite per effetto Joule e quindi aumentare la resa dell'impianto, oltre a contenere le cadute di tensione sui cavi in alternata, mantenendole al di sotto del valore tipico che normalmente è del 2%³.

2.6 Cabine di trasformazione e consegna

Sono previste n. 2 cabine in calcestruzzo all'interno dell'impianto: una di trasformazione e una di consegna. La cabina di trasformazione, che ospiterà i quadri di bassa tensione e il trasformatore 0,4/15 kV, è prevista di dimensioni 6,7x2,5 metri, con altezza fuori terra di 2,6 metri. Anche la cabina di consegna avrà una dimensione di 6,7x2,5, con un'altezza fuori terra di 2,6 metri. Tutte le cabine saranno dotate di una piccola vasca di fondazione prefabbricata in calcestruzzo di altezza 68 cm, parzialmente interrata: le vasche di fondazione saranno accessibili mediante botola a pavimento e predisposte per l'inserimento di tubi corrugati.

Tutte le cabine saranno del tipo monoblocco e avranno una struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti.

La conformazione del tetto sarà tale da assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche; per questo non sono previsti tubi di gronda all'esterno e/o all'interno del monoblocco.

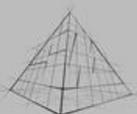
In un'ottica di recupero e riutilizzo dei materiali, nonché di riduzione dei rifiuti, le caratteristiche sopra descritte consentono di recuperare integralmente i manufatti e una volta che l'impianto sarà rimosso dal terreno, gli stessi potranno essere riutilizzati in un altro luogo.

La costruzione del monoblocco è del tipo serie "dichiarata"⁴ così come previsto nel 1.4.1 del D.M. LL. PP. 03/12/1987 e rispetta le modalità e le prescrizioni:

² Norma CEI 64-8/4 2022 Art. 413.2.4

³ Guida Blu N. 15 - Fotovoltaico, TuttoNormel, pag. 205

⁴ Per serie «dichiarata» si intende la produzione in serie eseguita in stabilimento, dichiarata tale dal produttore, conforme alle presenti norme e per la quale è stato effettuato il deposito ai sensi dell'art. 9 della legge 5 novembre 1971, n. 1086, ovvero sia stata rilasciata la certificazione di idoneità di cui agli articoli 1 e 7 della legge 2 febbraio 1974, n. 64.





- di cui alla legge n. 1086 del 05/11/1971 (Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio)
- del DM LL.PP. del 14/02/1992 (Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato)
- ed alla Circolare LL.PP. n. 37406 del 24/06/1993 (Istruzioni relative alle norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato).

Le verifiche strutturali, che saranno eseguite secondo il metodo degli stati limite ai sensi del D.M. del 14/01/2008, saranno pertanto consegnate in fase di progetto esecutivo direttamente dal fornitore delle cabine.

Le dimensioni delle cabine sono esplicitate nella tavola dedicata.

3. CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA

Tutti i moduli saranno orientati a sud-ovest con un'inclinazione rispetto all'orizzonte pari a 5°.

Azimut	Tilt
62° (sud-ovest)	5°

Si riassumono di seguito i principali numeri che contraddistinguono l'impianto.

Potenza di picco: **894.24 kW_p**
Potenza nominale: **900,00 kW**
Potenza in immissione: **900,00 kW**

Numero di moduli: **1944**

Numero di inverter: **9**

Numero complessivo di stringhe: **108**

Numero di moduli in serie per stringa: **18**





4. PRODUZIONE STIMATA ED EMISSIONI EVITATE

4.1 Stima della radiazione solare incidente

La radiazione solare incidente sul piano dei moduli è stata calcolata in funzione delle caratteristiche dell'impianto di seguito riepilogate:

- latitudine 44° 00' 56".9 N
- Orientamento 62° (sud-ovest)
- Inclinazione 5°

La fonte della radiazione solare in ingresso è: PVGIS-SARAH3.

Il valore medio annuo di radiazione solare incidente nel sito, sul piano orizzontale, è stato stimato in **1505 kWh/m²**.

Di seguito vengono descritte le principali perdite presenti in un impianto fotovoltaico, di cui si riporta una stima di quelle calcolate nello specifico per questo progetto.

4.2 Stima delle perdite

Le perdite attese in un impianto fotovoltaico possono essere suddivise in due macrocategorie:

- perdite lato corrente continua, dovute alle perdite ohmiche sui cavi in c.c., alla temperatura raggiunta dai moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alle inefficienze o guasti dei componenti in c.c. (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli);
- perdite lato corrente alternata, dovute alle perdite ohmiche sui cavi in c.a. in bassa tensione e al rendimento di conversione degli inverter, a quello della trasformazione ed alla distribuzione in media tensione.

4.2.1 Perdite per ombreggiamento

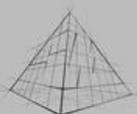
In base a quanto descritto nel paragrafo 3.4 le file di moduli sono state cautelativamente distanziate, inoltre non sono presenti ostacoli (alberi, manufatti o edifici) in grado di causare ombre durature sui moduli.

Per questo motivo le perdite di ombreggiamento stimate sono basse e limitate alle ore in cui il sole sarà particolarmente basso rispetto all'orizzonte.

4.2.2 Perdite per incompleto sfruttamento della radiazione solare e per riflessione

Le perdite per incompleto sfruttamento della radiazione solare si manifestano quando l'irraggiamento è particolarmente scarso (o per quantità o per un'angolazione dei raggi solari non ottimale) e tale da non consentire un sufficiente movimento di cariche elettriche sui moduli che quindi non consente l'accensione degli inverter.

Le perdite per riflessione sono legate a quella quantità di energia che, pur ricadendo sul piano dei moduli viene riflessa e pertanto non assorbita dagli stessi.





4.2.3 Perdite per elevata temperatura sui moduli

A cause delle proprietà intrinseche delle celle fotovoltaiche, maggiore è la temperatura a cui sono soggette, maggiori sono le perdite di energia che ne derivano. E' tendenzialmente questa la tipologia di perdita più importante in un impianto fotovoltaico.

4.2.4 Perdite per sporcizia dei moduli

L'ammontare delle perdite per sporcizia dei moduli è banalmente legato al loro livello di sporcizia che potrebbe avere diversa natura: deposito di polvere di origine terrosa, deposito di polvere ferrosa, deiezioni di uccelli, ecc.

4.2.5 Perdite per mismatching

Le perdite per mismatching sono le perdite dovute alla non perfetta omogeneità di funzionamento dei moduli nelle stringhe. In una serie è infatti il modulo dalla resa inferiore ad abbassare la resa dell'intera stringa.

4.2.6 Perdite ohmiche sui cablaggi in continua

Le perdite ohmiche sui cablaggi in continua dipendono dalle cadute di tensione sui cavi in corrente continua e possono essere calcolate attraverso la formula:

$$\Delta V = 2 * L * R * I = 2 * L * \rho / s * (P/V)$$

Dove:

L = lunghezza della linea;

R = resistenza unitaria, pari al rapporto tra la resistività (ρ) e la sezione del cavo (s);

I = corrente di impiego nella linea, anche esprimibile come il rapporto tra potenza (P) e tensione (V).

4.2.7 Perdite di conversione dell'inverter

Le perdite di conversione dell'inverter sono intrinseche dell'inverter stesso e dei suoi componenti e dipendono anche dalle condizioni ambientali o, meglio, dalla percentuale di potenza che i moduli in funzione delle condizioni ambientali sono in grado di erogare.

Il rendimento di conversione europea consente di avere una buona stima delle perdite, in quanto tiene conto delle diverse condizioni di utilizzo.

4.2.8 Perdite ohmiche sui cablaggi in alternata

Le perdite ohmiche sui cablaggi in alternata dipendono dalle cadute di tensione sui cablaggi in corrente alternata e possono essere calcolate attraverso la formula:

$$\Delta P = \sqrt{3} * I * \Delta V = 3 * I^2 * r * L$$

Dove:

L = lunghezza della linea;

r = resistenza chilometrica del cavo;

I = corrente di impiego nella linea.





4.2.9 Stima delle perdite attese

Nella tabella seguente vengono riassunte le perdite individuate per ciascuna categoria, da cui deriva un rendimento nominale dell'impianto fotovoltaico pari a all'81,4%.

Descrizione delle perdite nell'impianto fotovoltaico	
Perdite per ombreggiamenti	0,5%
Perdite per riflessione	1,5%
Perdite per livello di irraggiamento sui moduli FV	2,5%
Perdite per temperatura moduli FV	7,5%
Perdite per sporcizia dei moduli	0,5%
Perdite per mismatching	2,5%
Perdite ohmiche sui cablaggi in continua	1,5%
Rendimento del generatore FV in continua (Rfv)	83,5%
Perdite per rendimento di conversione inverter	1,6%
Perdite ohmiche sui cablaggi in alternata	0,9%
Rendimento di conversione DC/AC (Rinv)	97,5%
PERFORMANCE RATIO DEF (Rfv * Rinv)	81,4 %

4.3 Stima della producibilità dell'impianto

Individuate la radiazione solare incidente sul piano dei moduli e le perdite dell'impianto è possibile determinare la producibilità attesa, che come precedentemente indicato è stata calcolata con l'ausilio del software PVGIS. La producibilità attesa per l'impianto è pari a:

$$\text{Producibilità impianto} = 1.095.613 \text{ kWh/anno}$$

Da cui a ritroso possiamo individuare le ore equivalenti:

$$\text{Ore equivalenti (heq)} = \text{Prod. Imp.} / \text{Pot. Picco} = 1.095.613 / 894.24 = 1225$$

Si riporta di seguito il dettaglio così come ottenuto dal conteggio in PVGIS.





Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

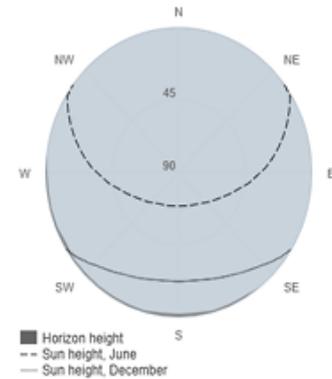
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 44.016, 12.636
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 894.24 kWp
 System loss: 10 %

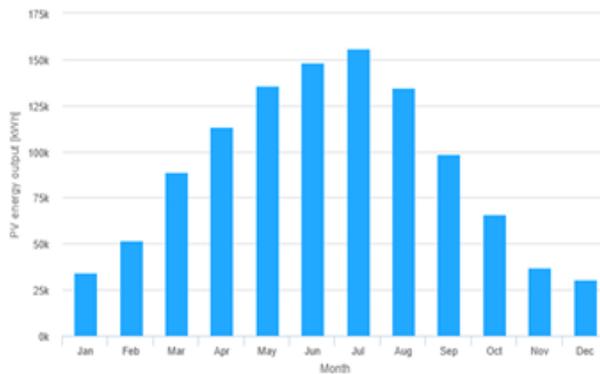
Simulation outputs

Slope angle: 5 °
 Azimuth angle: 62 °
 Yearly PV energy production: 1095613.21 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1505.29 kWh/m²
 Year-to-year variability: 36287.85 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.66 %
 Spectral effects: 0.98 %
 Temperature and low irradiance: -7.04 %
 Total loss: -18.61 %

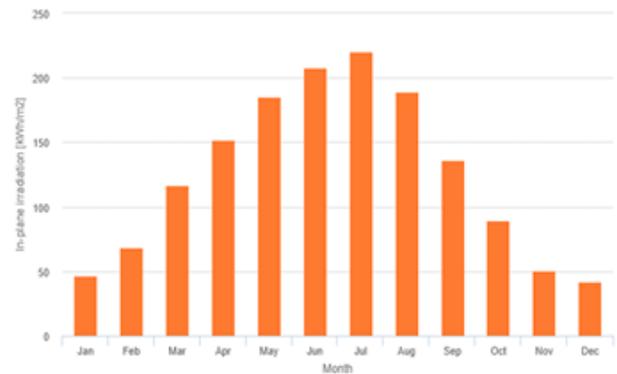
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



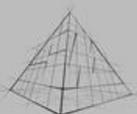
Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	34324.846.9	5967.3	
February	51796.668.2	8251.8	
March	88847.6116.5	11798.4	
April	113440.951.7	11186.1	
May	135825.085.4	13073.9	
June	148278.907.8	8465.4	
July	155853.920.2	8530.9	
August	134911.589.5	8898.9	
September	98782.6136.0	7410.3	
October	66189.089.8	7626.4	
November	36937.050.7	5311.0	
December	30425.442.4	4122.7	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].





1.1. 4.4 Stima delle emissioni evitate

La generazione di energia fotovoltaica è completamente esente da emissioni e le aspettative di vita dell'impianto sono di circa 30 anni.

La costruzione dell'impianto e di conseguenza la produzione di energia elettrica che genererà, eviterà di produrre energia elettrica attraverso combustibili fossili.

Grazie ai continui sforzi in ricerca e sviluppo dell'industria solare, il costo energetico necessario per la produzione dei moduli fotovoltaici si è notevolmente ridotto negli ultimi anni ed oggi si stima che un impianto fotovoltaico produca in meno di un anno la medesima quantità di energia necessaria alla produzione dei materiali e alla costruzione dello stesso.

Ciò significa che nei successivi 29 anni stimati di vita utile, l'impianto consentirà di abbattere le emissioni inquinanti derivanti da fonte fossile.

In base alle pubblicazioni ISPRA dei fattori di emissioni per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia, è possibile stimare a quanto ammontano le tonnellate equivalenti di anidride carbonica (CO_{2eq}) evitate.

Fattore di emissione di energia elettrica = 284 gCO_{2eq}/kWhel 5 = 0,000284 tCO_{2eq}/kWhel

Ne consegue un quantitativo CO_{2eq} evitata pari a (1.095.613 * 0,000284):

Emissioni CO_{2eq} evitate = 311 tCO_{2eq}/anno

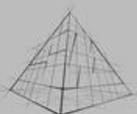
Per dare un'idea tangibile di cosa significa risparmiare una tale quantità di tCO_{2eq} ogni anno, possiamo stimare quanti alberi occorrerebbero per assorbire tale quantità di anidride carbonica equivalente.

L'assorbimento di anidride carbonica da parte di una pianta dipende da molti fattori, tra cui il tasso di crescita e la sua età, la specie, le dimensioni di fusto e chioma, la superficie fogliare, la luce ricevuta, la temperatura esterna e l'ambiente in cui cresce; tuttavia, è lecito stimare un assorbimento annuale medio di un albero tra i 25 e i 35 kgCO_{2eq}/anno.

Ponendoci anche nella più cautelativa delle ipotesi (35 kgCO_{2eq}/anno) sarebbero necessari **8.890 alberi** per compensare la medesima quantità di energia elettrica prodotta da un impianto a combustibili fossili rispetto a quanto prodotto con l'impianto agrivoltaico oggetto di autorizzazione.



⁵ Fonte ISPRA: pubblicazione dei fattori di emissione per la produzione e il consumo di energia elettrica in Italia: dato riferito all'anno 2018 di stima dei fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per il consumo elettrico.





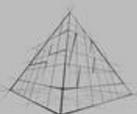
5. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dal DM n. 37/2008. Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le sue componenti, saranno in accordo con le norme di legge e con i regolamenti vigenti ed in particolare conformi:

- alle prescrizioni delle autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Principali norme di riferimento:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- 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 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 22-2: Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (Codice IP);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61173 (CEI 82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni;
- CEI EN 50522 (CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;





Skyline Studio

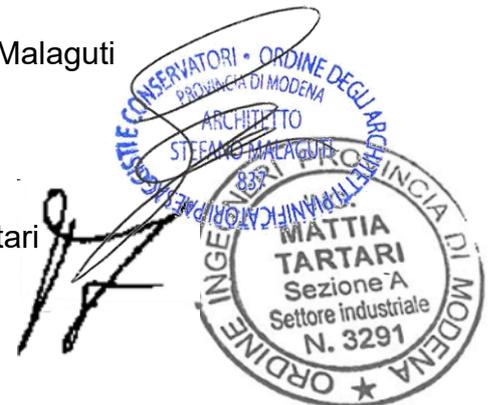
- CEI PAS 82-93: indicazioni riguardanti le caratteristiche degli impianti agrivoltaici, anche rispetto agli impianti fotovoltaici;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50618: Cavi elettrici per impianti fotovoltaici;
- Ministero dell'Interno - Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile - NOTA 07/02/2012, n. 1324: Guida per l'installazione degli impianti FV – Edizione anno 2012.

I moduli fotovoltaici che si intendono installare rispettano gli obblighi previsti dal D.lgs 49/2014 e dal D.lgs 118/2020 in materia di fine vita.

Gli interventi da eseguire descritti in relazione non comportano un peggioramento delle condizioni ambientali delle risorse naturali e rispettano il principio di “non arrecare un danno significativo” di cui all’art. 17 del regolamento UE 2020/852.

Tecnico
Arch. Stefano Malaguti

Ing. Mattia Tartari



Concordia s/S, li 17/07/2025

