

Regione: Sicilia
Provincia: Catania - Enna
Comune: Mineo - Ramacca - Aidone
Località: Liotta-Malaricotta-Olivo-Magazzinazzo-Russotto-Ogliastro

PROGETTO "MINEO" IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 263 MWp E 195 MW IN IMMISSIONE PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo: RS06REL007A0
RELAZIONE DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO

Allegato:

D.1

Progettazione:



ARCADIA srls
Via Houel 29, 90138 – Palermo

info@arcadiaprogetti.it
arcadiaprogetti@arubapec.it

Visti / Firme / Timbri:



Ing. Maurizio Moscoloni

Note:

Data	Rev.	Descrizione revisioni	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:
01.06.2023	0	PRIMA EMISSIONE	Ing. Maurizio Moscoloni	Arcadia srls	IBVI 22 srl
REVISIONI					



IBVI 22 s.r.l.

IBVI 22 srl Viale Amedeo Duca d'Aosta 76 39100 Bolzano (BZ) Ibvi22srl@pec.it

Formato UNI A4

SOMMARIO

1. PREMESSA.....	2
2. IL SITO DI IMPIANTO.....	2
3. CALCOLO DELLA PRODUZIONE.....	6
3.1 Regime di “insolazione” del sito.....	6
3.2 Software utilizzato e principi di calcolo.....	7
3.3 Radiazione solare media annua in sito.....	9
3.4 calcolo della producibilità’.....	9
3.5 Perdite del sistema.....	11
3.5.1 Perdite per ombreggiamento.....	11
3.5.2 Perdite per basso irraggiamento.....	11
3.5.3 Perdite per temperatura.....	11
3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....	11
3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico.....	11
3.5.6 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.....	12
3.5.7 Perdite ohmiche di cablaggio.....	12
3.5.8 Perdite inverter in funzione.....	12
3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite.....	12
3.6 Conclusione.....	13

1. Premessa

La società IBVI 22 S.R.L., in ottemperanza a quanto previsto dell'art. 27-bis del D.Lgs. 152 del 2006, intende attivare la procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale Nazionale ed all' Autorizzazione Unica Regionale per la realizzazione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico della potenza nominale quantificabile in 263 MWp, e potenza di immissione di 195,00 MW, la cui ubicazione ricade nei Comuni di Aidone in provincia di Enna, Mineo e Ramacca nella provincia di Catania, nelle località " Liotta, Malaricotta, Olivo, Magazzinazzo, Russotto e Ogliastro"

L'intero impianto è stato suddiviso in 7 campi i interconnessi da una rete elettrica a MT e collegati alla cabina principale dell'impianto MT/AT SSEU (stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV) posta in posizione baricentrica ai campi e collegata ad una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Chiamonte Gulfi-Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna, attraverso un elettrodotto aereo AT della lunghezza di circa 19 Km.

La presente relazione riguarda il calcolo di producibilità del Parco del Parco Fotovoltaico

2. Il Sito di Impianto

L'area di sedime su cui sorgerà l'impianto ricade all'interno dei territori comunali di, Aidone nella provincia di Enna e di Mineo e Ramacca in provincia di Catania, a circa 8,9 Km in direzione Nord dal centro abitato di Raddusa, a circa 5,8 Km in direzione Nord-Ovest dal Centro abitato di Aidone, a circa 6,1 Km in direzione e Est dal centro abitato di Ramacca ed a 6,3 Km in direzione Sud-Est dal centro abitato di Mineo, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali. Le opere di connessione tra le quali la SSEU da 150 kV/30 kV ricade nel territorio del comune di Mineo in provincia di Catania mentre l'elettrodotto di connessione si sviluppa per circa 19 km e ricade nei territori di Mineo e Ramacca in provincia di Catania e di Aidone in provincia di Enna.

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, e rurale che si collega con la viabilità statale costituita dalla A19 Palermo – Catania, la SS 288, SS417 e dalla viabilità provinciale costituita dalla SP 14, SP 37, SP 48, SP 66, SP72, SP73, SP 103, SP108, SP 109, SP111, SP162, SP179, SP182.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli nn° 58, 101,107, 138, 140 del Comune di Aidone; nei Fogli nn° 12, 13, 14, 15, 16, 17, 20, 25, 26, 27, 31, 32, 44 del Comune di Mineo; nel Foglio n° 129 del Comune di Ramacca; mentre le opere di connessione sono ricomprese nei fogli 12, 14, 15 e 16 del Comune di Mineo (CT), nei fogli 36, 75, 76, 72, 83, 129, 130 e 132 del Comune di Ramacca (CT) e nei fogli 59, 60 e 61 del Comune di Aidone (EN).

Il nuovo impianto fotovoltaico insisterà, così come accennato precedentemente, su dei lotti di terreno ricadenti nel territorio comunale di Aidone in provincia di Enna, Mineo e Ramacca nella provincia di Catania, nelle località "Liotta, Malaricotta, Olivo, Magazzinazzo, Russotto e Ogliastro".



Figura 1 Localizzazione su immagine satellitare

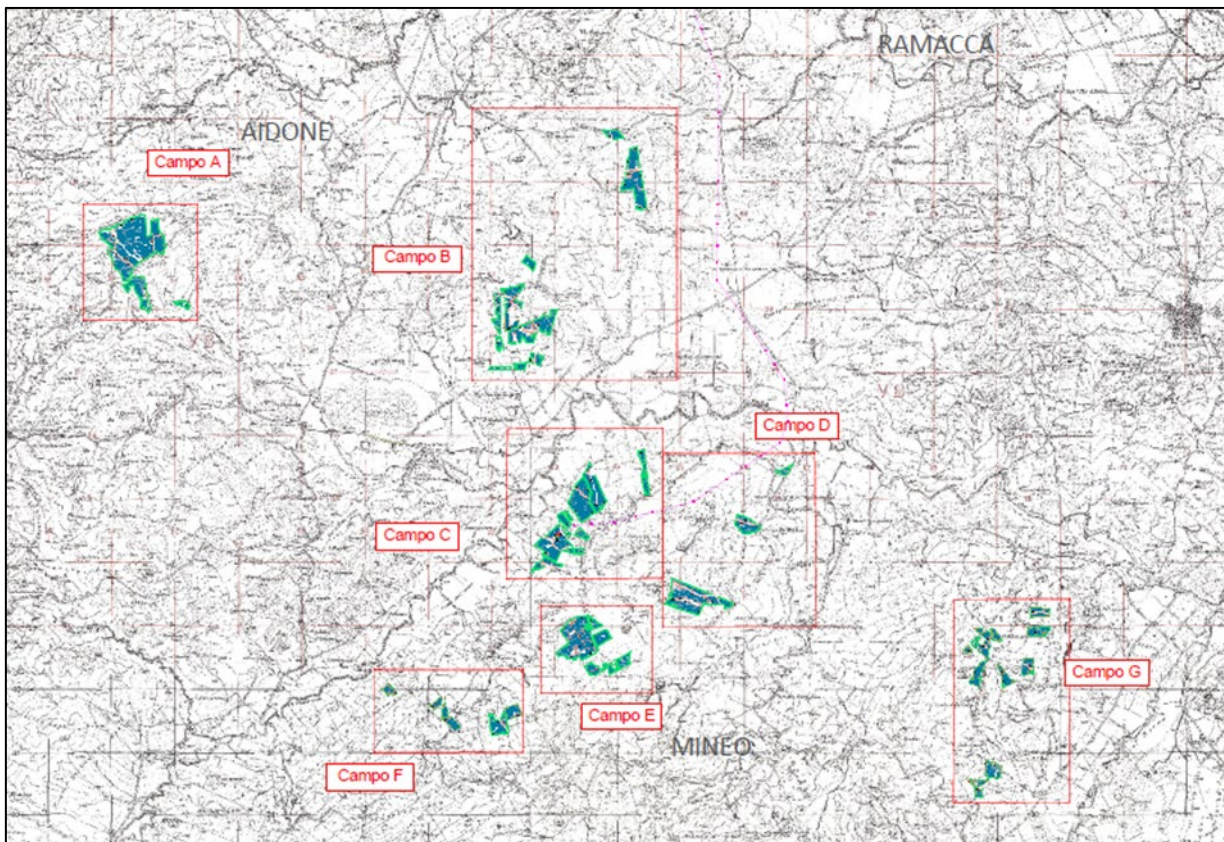


Figura 2 : Inquadratura impianto su base IGM 1:25.000

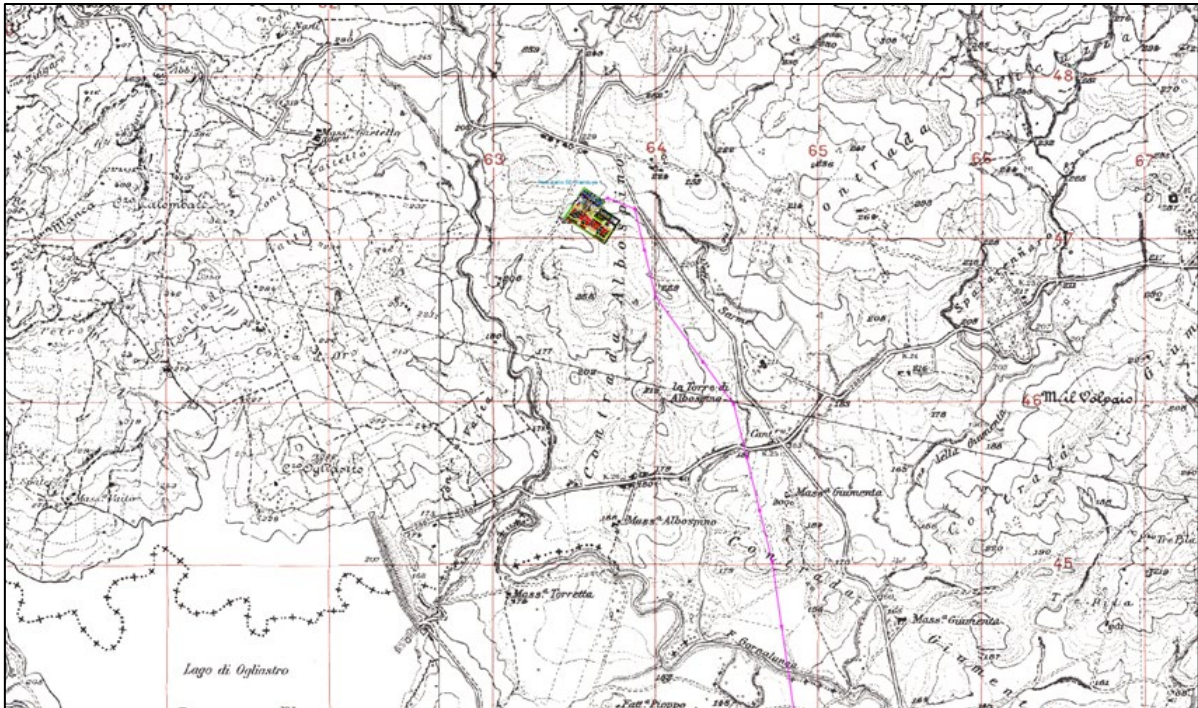


Figura 3 Inquadramento Se Ragusa su IGM 25.000

La cabina principale dell’impianto MT/AT SSEU (stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV) sarà posta in posizione baricentrica all’interno del Lotto “B”. Il collegamento dell’impianto con la SE, una nuova stazione elettrica RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiamamonte Gulfi-Ciminna, avverrà attraverso un elettrodotto aereo AT della lunghezza di circa 16 Km.

Dal punto di vista cartografico, le opere in progetto ricadono all’interno delle seguenti cartografie:

- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche “273 IV-NE (MINEO)”, “269 III-SE (RAMACCA)”, “269 III-SO (MONTE CRUNICI)”.
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, fogli nn° 632150, 632160, 639030, 639040, 639070, 639080, 640050.

Di seguito si riportano le coordinate assolute nel sistema UTM 33 WGS84 dell’impianto fotovoltaico e della sottostazione elettrica:

SISTEMA UTM 33 WGS84 – COORDINATE ASSOLUTE			
Posizione	E	N	H
Impianto Fv - Campo A (baricentro area)	37.394993°	14.505235°	400 m
Impianto Fv - Campo B (baricentro area)	37.383563°	14.574992° °	265 m
Impianto Fv - Campo C (baricentro area)	37.353669° °	14.582778°	240 m
Impianto Fv - Campo D (baricentro area)	37.349952° °	14.611065° °	290 m
Impianto Fv - Campo E (baricentro area)	37.339268°	14.586535°	342 m
Impianto Fv - Campo F (baricentro area)	37.327853°	14.567389°	330 m

SISTEMA UTM 33 WGS84 – COORDINATE ASSOLUTE			
Impianto Fv - Campo G (baricentro area)	37.333628°	14.659988°	298 m
Cabina di raccolta e Trasformazione SSEU AT/MT	37.354234°	14.581869°	236 m
SSE Raddusa	37.468851°	14.589287°	255 m

Tabella 1 Coordinate assolute parco FV e SSE

3. Calcolo della produzione

3.1 Regime di “insolazione” del sito

La produzione di energia elettrica dell’impianto fotovoltaico, che è affidata al sottosistema base costituente l’impianto e cioè la cella fotovoltaica, la quale, sfruttando l’effetto fotovoltaico, è direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente.

Pertanto, risulta essenziale la valutazione della radiazione solare in relazione al sito.

Preliminarmente si è consultato dati dell’archivio RADSAP, potendo verificare che, così come risulta dalla figura 3 che sulla regione Sicilia l’irraggiamento di riferimento della regione è compreso nell’intervallo tra 1600 kWh/m² e 1800 kWh/m².

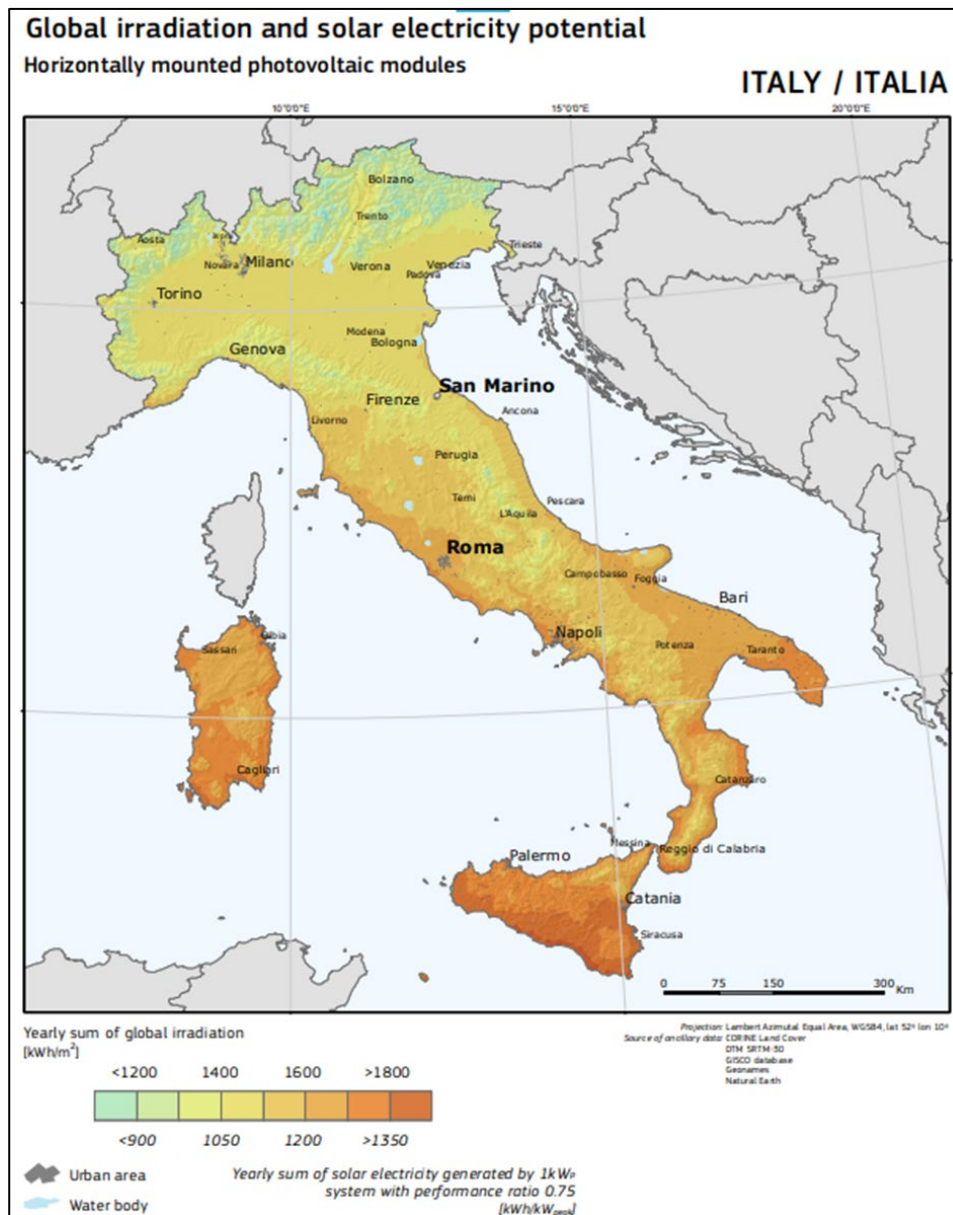


Figura 4 Irraggiamento globale e potenziale fotovoltaico

Per quanto riguarda il calcolo dei valori di radiazione solare locale, questi sono stati ottenuti tramite il plugin UMEP1 e in particolare il modello SEBE2, disponibile per il software QGIS, che, facendo uso dei dati meteo provenienti da ERA5 e del modello digitale del terreno (DTM) fornisce dei valori di irraggiamento sufficientemente precisi. I valori calcolati rappresentano la radiazione globale annuale proiettata sul piano orizzontale, in kWh/m²/anno, intesa come somma della componente diretta e diffusa della radiazione solare.

Equazione 1 Radiazione solare globale

$$G = I \sin (\eta) + G_d$$

Dove:

- G = radiazione solare globale, [kWh/m²/anno].
- I = radiazione solare diretta, [kWh/m²/anno].
- G_d = radiazione solare diffusa, [kWh/m²/anno].
- η = angolo di elevazione solare [gradi].

Mentre il database meteorologico ERA5 fornisce la radiazione solare diretta, la componente diffusa della radiazione è stata calcolata per differenza da quella globale e diretta tramite la valutazione dell'angolo di elevazione solare per le date in esame. La

La radiazione globale nell'**Area di Impianto**, così come definita in Equazione 1 e rappresentata in Figura 3, presenta un valore di circa 1800kWh/m²/ anno, che è in linea con quanto atteso e ben al di sopra del limite inferiore di radiazione adottato nei criteri di progettazione.

3.2 Software utilizzato e principi di calcolo

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVsyst 7.2 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Come anticipato nel capitolo precedente, il calcolo della tensione di output del pannello, della corrente e della relativa potenza di uscita, si effettua considerando il pannello misurato in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Le caratteristiche tensione-corrente per ogni modulo vengono considerate, in uscita dallo stesso, secondo l'efficienza del pannello, in condizioni standard, pari a 21.10%.

¹ Lindberg, F.; Grimmond, C.; Gabey, A.; Huang, B.; Kent, C.W.; Sun, T.; Theeuwes, N.E.; Jarvi, L.; Ward, H.C.; Capel-Timms, I.; et al. Urban Multi-scale Environmental Predictor (UMEP): An integrated tool for city-based climate services. *Environmental Modelling Software* **2018**, 99, 70-87. doi:[10.1016/j.envsoft.2017.09.020](https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.09.020).

² Lindberg, F.; Jonsson, P.; Honjo, T.; Wastberg, D. Solar energy on building envelopes - 3D modelling in a 2D environment. *Solar Energy* **2015**, 115, 369-378. doi:[10.1016/j.solener.2015.03.001](https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.001).

I set di moduli sono collegati tra loro in serie, quindi mantenendo costante la tensione, chiaramente in BT in questa sezione di impianto, ed andranno a formare le stringhe.

Il software di calcolo, quindi, considera le tensioni e relative correnti di ogni SB nel collegamento con l'inverter di riferimento da cui, mediante trasformazione BT/MT si ottiene la potenza in uscita per ogni trasformatore in funzione del rapporto di rendimento dell'inverter.

Inoltre, è necessario evidenziare, in relazione al tipo di risorsa coinvolta, che esistono e vengono considerati come fattori di perdita di potenza, l'ombreggiamento dovuto alla natura orografica del paesaggio, così come rappresentato in Figura 7 .

Il dimensionamento della potenza di targa effettuato in STC normate da CEI EN 904/1-2-3 è necessario per poter uniformare la progettazione in relazione al fatto che l'effetto fotovoltaico, traduzione su materiali cristallini dell'effetto fotoelettrico, risente sostanzialmente delle variazioni di temperatura. In ultimo, il calcolo tiene in debita considerazione una stima del degrado del pannello dovuto alla sedimentazione di polveri che concorrono mutualmente al decremento delle prestazioni in ragione non sono di una limitazione della superficie assorbente, ma anche, soprattutto, ad un innalzamento della temperatura.

Parallelamente esistono fattori di incremento dell'efficienza del modulo, come ad esempio l'albedo, ovvero la capacità del terreno di riflettere la radiazione solare, calcolato anch'esso in funzione della stazione meteorologica a cui si fa riferimento e le perdite di sistema. Nel seguito si riportano in forma tabellare i valori percentuali degli incrementi e delle perdite utilizzati dal calcolo.

Il calcolo per la stima della producibilità è stato effettuato a partire del modello in 3d attraverso il software di modellazione CAD PVcase che ha riportato sul terreno tutti gli elementi che compongono il layout; l'algoritmo proprietario del software tiene conto di un'analisi delle pendenze e autonomamente sceglie la distanza corretta al fine di evitare ombreggiamenti tra le file dei pannelli.

il modello ottenuto in 3d viene, quindi, successivamente importato nel software di simulazione PVSyst vers. 7.2. PVSyst è un software completo per lo studio di tale tipo di impianti in quanto ha la possibilità di utilizzo automatico di tutte le informazioni necessarie per il calcolo della producibilità. Tali parametri sono:

- Database meteo
- Posizione geografica
- Dati meteorologici
- Pannelli già in commercio catalogati per produttore e modello
- Inverter già in commercio catalogati per produttore e modello
- Corretta configurazione pannello inverter
- Analisi della tabella degli ombreggiamenti

3.3 Radiazione solare media annua in sito

I dati meteorologici utilizzati per la simulazione del producibilità dell'impianto in progetto sono stati tratti dal database internazionale PVGIS api TMY. Tali dati spono specifici del luogo geografico che in questo caso è il comune di Monreale(PA) (precisamente il nuovo centro urbano di Poggioreale). Si precisa che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database PVGIS api TMY 5.2, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Di seguito si riporta la Tabella 2 con i valori medi dell'insolazione mensile e annuale in loco.

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	83.4	31.10	7.76	121.2	114.7	29251406	25885777	0.811
February	88.3	35.47	7.57	115.2	109.2	27231649	26910728	0.887
March	139.9	51.74	10.77	164.9	156.4	37208675	33222249	0.765
April	183.5	65.39	13.39	197.8	187.9	43342687	42821110	0.822
May	223.1	71.44	17.99	225.8	214.1	48559812	47981645	0.807
June	222.8	69.39	21.71	218.7	207.3	47242942	46671977	0.810
July	246.7	58.42	26.90	245.7	233.0	51879804	51269911	0.792
August	197.0	54.30	26.08	208.0	197.7	44409794	43894059	0.801
September	153.5	57.22	21.40	175.0	166.5	38878963	38422884	0.833
October	115.3	47.22	16.58	144.1	136.6	33332453	30342199	0.800
November	82.9	33.53	12.09	115.0	108.7	27330440	27014508	0.892
December	70.8	30.19	10.27	104.3	98.4	25077493	24792979	0.903
Year	1807.1	605.41	16.10	2035.7	1930.6	453746117	439230025	0.819

Legends			
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Tabella 2 Valori medi insolazione mensile

La tabella mostra che l'energia solare raccolta in media dal piano incidente dei moduli Fotovoltaici è di 1807,1 kWh/m² anno.

3.4 calcolo della producibilità'

I risultati elaborati quindi si dividono in producibilità del sistema, restituita sia come produzione media annua, 439.230,025 MWh/anno, che in un diagramma a barre a cadenza mensile che evidenzia la produzione normalizzata [kWh/kWp/day] confrontata alle perdite del sistema.

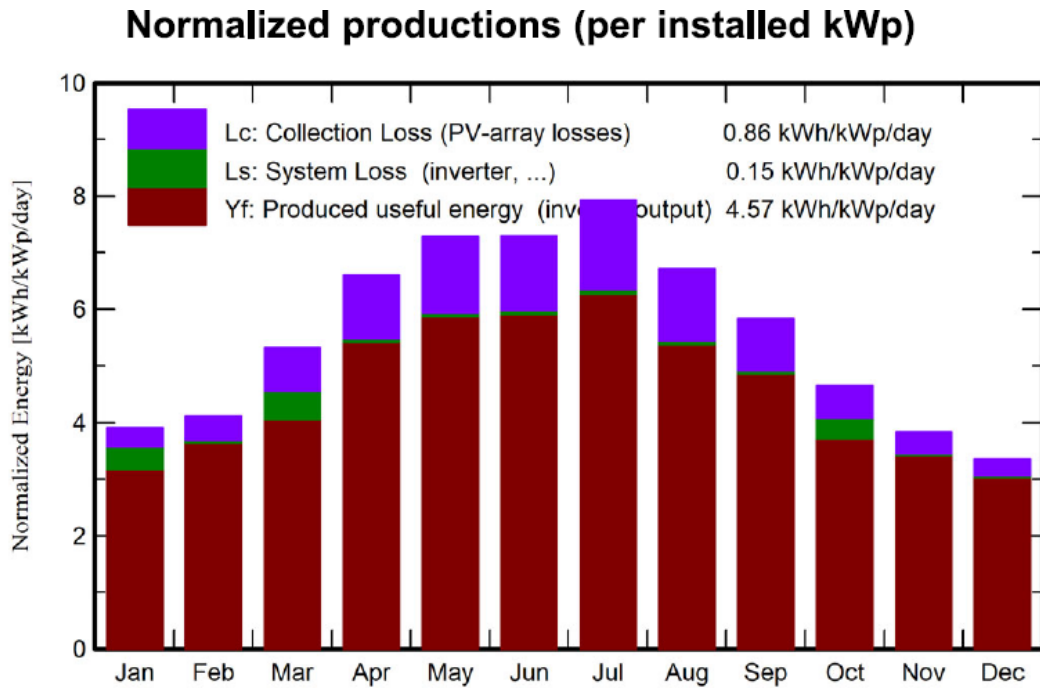


Figura 5 Produzione normalizzata

Il Software definisce, inoltre, l'indice di rendimento dell'impianto fotovoltaico che viene calcolato come rapporto tra annua e la potenza di picco installata.

Si riporta in Figura 6, quindi, il grafico del rendimento specifico mensile:

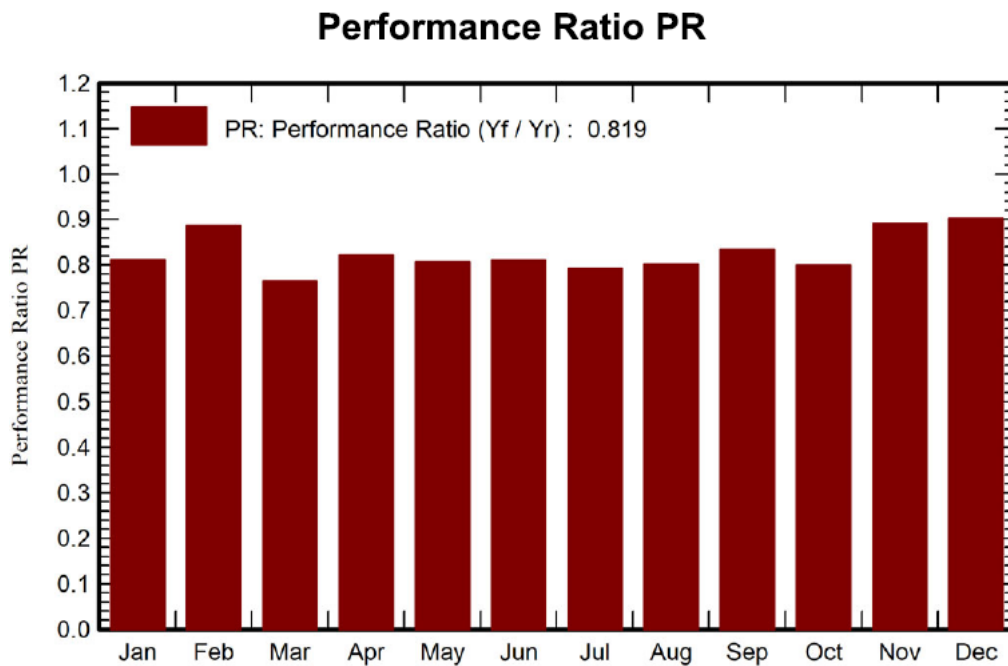


Figura 6 Indice di rendimento mensile

3.5 Perdite del sistema

Nel presente paragrafo si analizzano le perdite del sistema, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

3.5.1 Perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate, soprattutto di quelle invernali. Tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a -3.61% per le ombre vicine.

3.5.2 Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove: I = irraggiamento in W/m² η_n , l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m². Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito, e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,48%

3.5.3 Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento: all'aumentare della temperatura le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza. Sulla base dei dati climatici aggiornati del e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), si ottiene un valore di calcolo pari a -3.90%.

3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

La perdita per qualità del modulo tiene in considerazione la tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico; in particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali. La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura. Secondo il criterio di pesatura siffatto, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è risultato essere pari a +0,75% che si traduce dunque in un guadagno prestazionale.

3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Le perdite del generatore fotovoltaico dovute al "mismatch" sono perdite relative alla naturale disomogeneità delle prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ciascuna stringa fotovoltaica; il mismatch viene dunque a crearsi tra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale degli inverter, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, sono tutti elementi che concorrono a far sì che le prestazioni elettriche

fra una stringa e l'altra – tra loro differenti - risultino minimizzati. Il valore di perdita ottenuto dal calcolo effettuato è di un valore pari a -2,15%.

3.5.6 Degradamento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi mantenendo un degrado costante negli anni seguenti. La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio – pari al 98% - ed un decadimento annuo successivo massimo del 0,2% per il primo anno e 0,55% per i 25 anni successivi (decadimento lineare).

Nel software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a - 0,5%.

3.5.7 Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici oltreché al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie inoltre all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è risultato esser pari a -1,05%.

3.5.8 Perdite inverter in funzione

Le perdite dell'inverter sono dovute alla curva di efficienza degli stessi la quale dipende a sua volta dalla potenza in uscita e quindi - in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico - dal progetto della macchina. La stima è funzione del tipo di convertitore utilizzato, della marca e dello schema di trasformazione. Secondo i calcoli effettuati sulle perdite di rete - con il software PVSyst - imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter di progetto, le perdite calcolate sono risultate esser pari a -1,13%.

3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite

Il Software infine presenta - nel report finale - un diagramma dettagliato delle perdite; tale diagramma risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione in quanto funzionale all'estrapolazione delle informazioni su quali fattori siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia. Il diagramma finale prodotto per il progetto in esame viene riportato di seguito

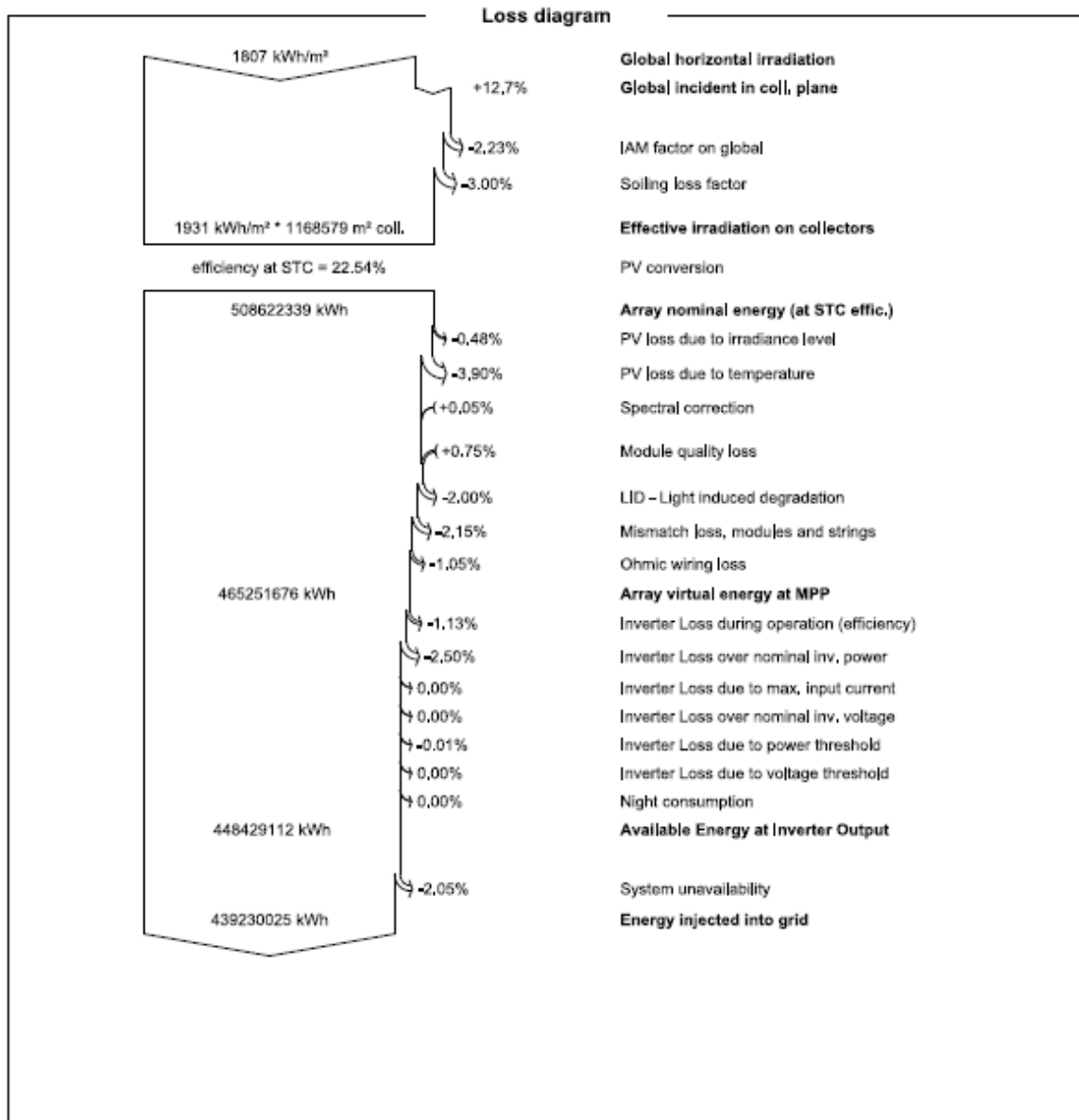


Figura 7 Diagramma delle perdite

3.6 Conclusione

Da quanto sin qui riportato e come è possibile evincersi dai tabulati di calcolo allegati, che l'impianto fotovoltaico "Mlneo" oggetto della presente sarà in grado di produrre ed immettere energia elettrica pari a 439,23 GWh/anno ed un rapporto di prestazione pari ad 81,92%, così come è possibile evincersi dalla Figura 8 di seguito riportata

Main results

System Production

Produced Energy 439230025 kWh/year

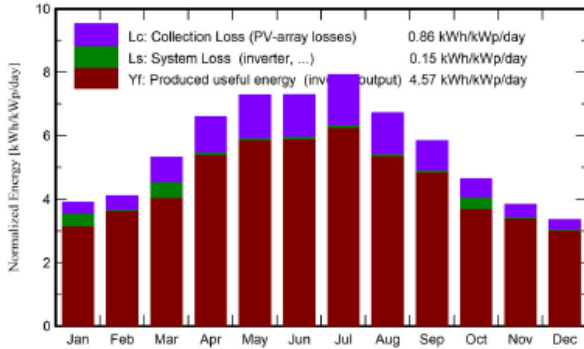
Specific production

1668 kWh/kWp/year

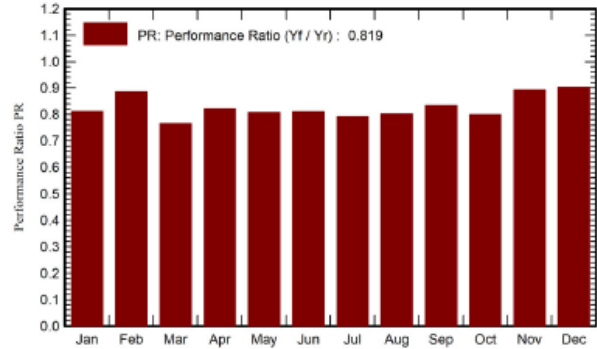
Perf. Ratio PR

81.92 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	83.4	31.10	7.76	121.2	114.7	29251406	25885777	0.811
February	88.3	35.47	7.57	115.2	109.2	27231649	26910728	0.887
March	139.9	51.74	10.77	164.9	156.4	37208675	33222249	0.765
April	183.5	65.39	13.39	197.8	187.9	43342687	42821110	0.822
May	223.1	71.44	17.99	225.8	214.1	48559812	47981645	0.807
June	222.8	69.39	21.71	218.7	207.3	47242942	46671977	0.810
July	246.7	58.42	26.90	245.7	233.0	51879804	51269911	0.792
August	197.0	54.30	26.08	208.0	197.7	44409794	43894059	0.801
September	153.5	57.22	21.40	175.0	166.5	38878963	38422884	0.833
October	115.3	47.22	16.58	144.1	136.6	33332453	30342199	0.800
November	82.9	33.53	12.09	115.0	108.7	27330440	27014508	0.892
December	70.8	30.19	10.27	104.3	98.4	25077493	24792979	0.903
Year	1807.1	605.41	16.10	2035.7	1930.6	453746117	439230025	0.819

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

Figura 8 Riepilogo dati di producibilità

Tale produzione di energia da fonte rinnovabile contribuisce, quindi, a evitare l'immissione di circa 4.371.464,2 ton di CO₂ per l'intero ciclo vita dell'impianto³, stimato in circa 30 anni e quindi con una media annuale di 145.715,47 tCO₂/anno, così come è possibile evincere dalla Figura 9

³ Fattore di emissione di CO₂ da produzione termoelettrica lorda (CO₂/kWh) per il 2020 pari a423,1 CO₂/kWh.

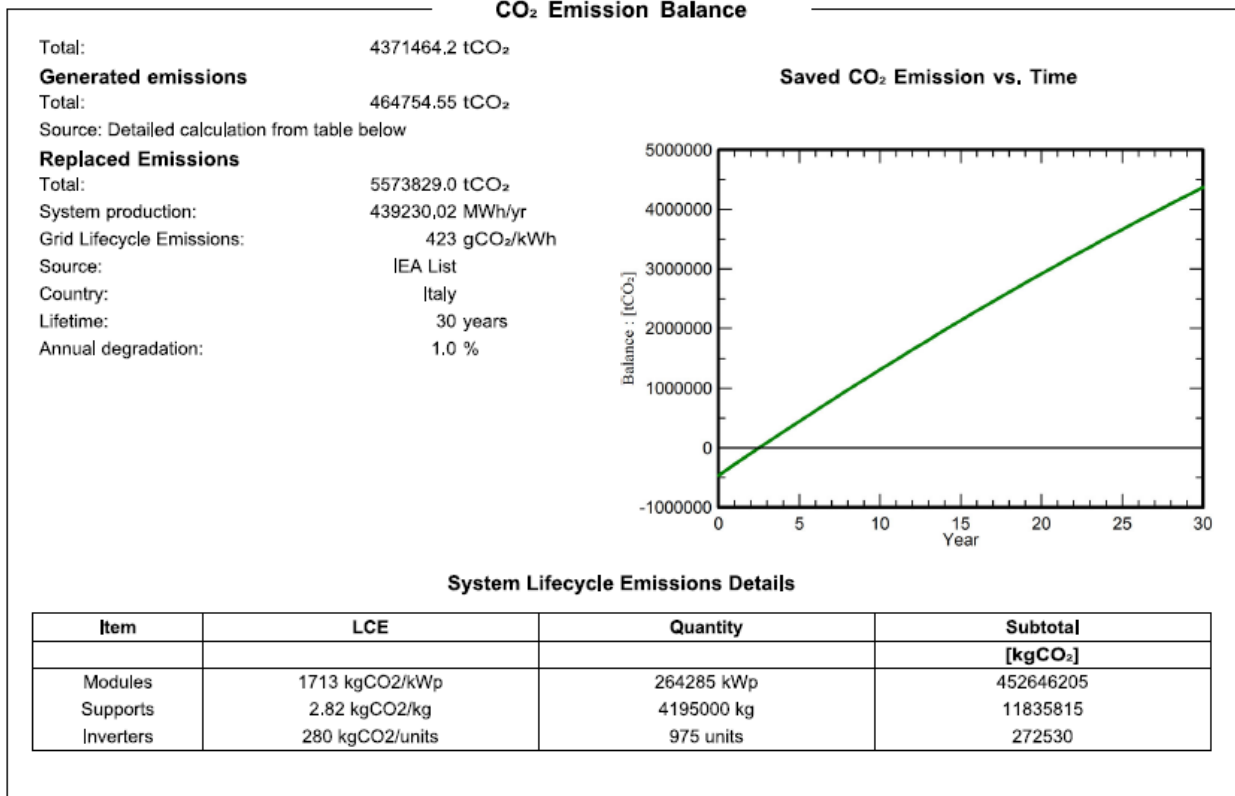


Figura 9 Bilancio emissioni CO₂

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Progetto Mineo

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 263.4 MWp

Masseria Margherito Sottano - Italy

Autore

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)



Project: Progetto Mineo

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
03/07/23 10:51
with v7.4.0

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Project summary

Geographical Site Masseria Margherito Sottano Italy	Situation Latitude 37.38 °N Longitude 14.59 °E Altitude 170 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Masseria Margherito Sottano PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 418050 units		Nb. of units 975 units
Pnom total 263.4 MWp		Pnom total 195.0 MWac
		Pnom ratio 1.351

Results summary

Produced Energy 439230025 kWh/year	Specific production 1668 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.92 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
CO ₂ Emission Balance	13



Project: Progetto Mineo

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
03/07/23 10:51
with v7.4.0

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used	
Orientation	No 3D scene defined	Transposition	Perez
Fixed plane		Diffuse	Imported
Tilt/Azimuth	20 / 0 °	Circumsolar	separate
Horizon	Near Shadings	User's needs	
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module	Jinkosolar	Inverter	Huawei Solar
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Solar
Model	JKM-630N-78HL4-V	Model	Huawei_Sun2000_215KTL_H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	630 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	418050 units	Number of inverters	975 units
Nominal (STC)	263.4 MWp	Total power	195000 kWac
Array #1 - Campo FV			
Number of PV modules	345600 units	Number of inverters	800 units
Nominal (STC)	217.7 MWp	Total power	160000 kWac
Modules	14400 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	201.4 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.36
U mpp	1022 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	197008 A		
Array #2 - Sottocampo #2			
Number of PV modules	72450 units	Number of inverters	175 units
Nominal (STC)	45.64 MWp	Total power	35000 kWac
Modules	3150 Strings x 23 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	42.22 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	980 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	43095 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	263372 kWp	Total power	195000 kWac
Total	418050 modules	Number of inverters	975 units
Module area	1168579 m ²	Pnom ratio	1.35

Array losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	LID - Light Induced Degradation	
Loss Fraction	3.0 %	Loss Fraction	2.0 %
	Module temperature according to irradiance		
	Uc (const)	29.0 W/m ² K	
	Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s	
Module Quality Loss	Module mismatch losses	Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	0.2 %
	Loss Fraction	2.0 % at MPP	



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
 03/07/23 10:51
 with v7.4.0

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.079 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo FV

Global array res. 0.085 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 0.37 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %

7.3 days,
 3 periods



Project: Progetto Mineo

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
03/07/23 10:51
with v7.4.0

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 439230025 kWh/year

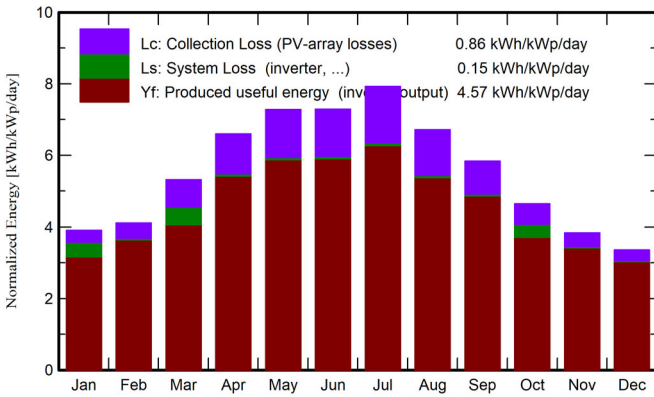
Specific production

1668 kWh/kWp/year

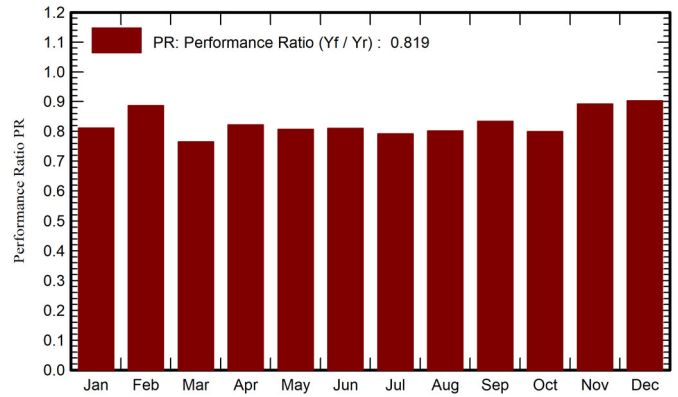
Perf. Ratio PR

81.92 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	83.4	31.10	7.76	121.2	114.7	29251406	25885777	0.811
February	88.3	35.47	7.57	115.2	109.2	27231649	26910728	0.887
March	139.9	51.74	10.77	164.9	156.4	37208675	33222249	0.765
April	183.5	65.39	13.39	197.8	187.9	43342687	42821110	0.822
May	223.1	71.44	17.99	225.8	214.1	48559812	47981645	0.807
June	222.8	69.39	21.71	218.7	207.3	47242942	46671977	0.810
July	246.7	58.42	26.90	245.7	233.0	51879804	51269911	0.792
August	197.0	54.30	26.08	208.0	197.7	44409794	43894059	0.801
September	153.5	57.22	21.40	175.0	166.5	38878963	38422884	0.833
October	115.3	47.22	16.58	144.1	136.6	33332453	30342199	0.800
November	82.9	33.53	12.09	115.0	108.7	27330440	27014508	0.892
December	70.8	30.19	10.27	104.3	98.4	25077493	24792979	0.903
Year	1807.1	605.41	16.10	2035.7	1930.6	453746117	439230025	0.819

Legends

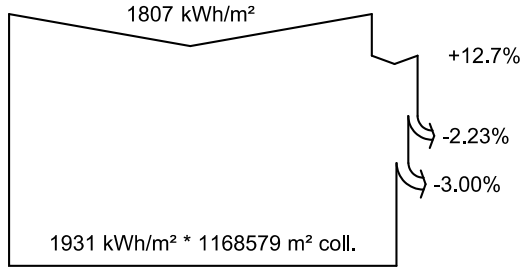
- | | |
|--|--|
| GlobHor Global horizontal irradiation | EArray Effective energy at the output of the array |
| DiffHor Horizontal diffuse irradiation | E_Grid Energy injected into grid |
| T_Amb Ambient Temperature | PR Performance Ratio |
| GlobInc Global incident in coll. plane | |
| GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings | |



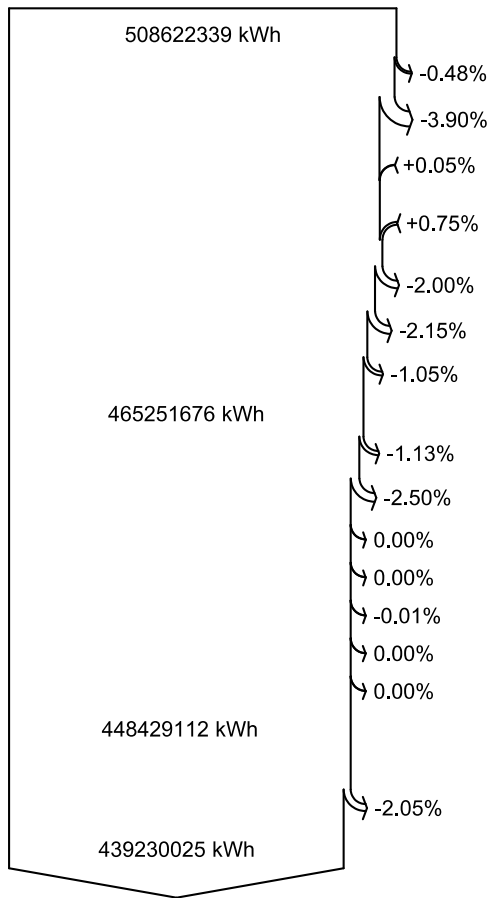
PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
03/07/23 10:51
with v7.4.0

Loss diagram



efficiency at STC = 22.54%



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

IAM factor on global
Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

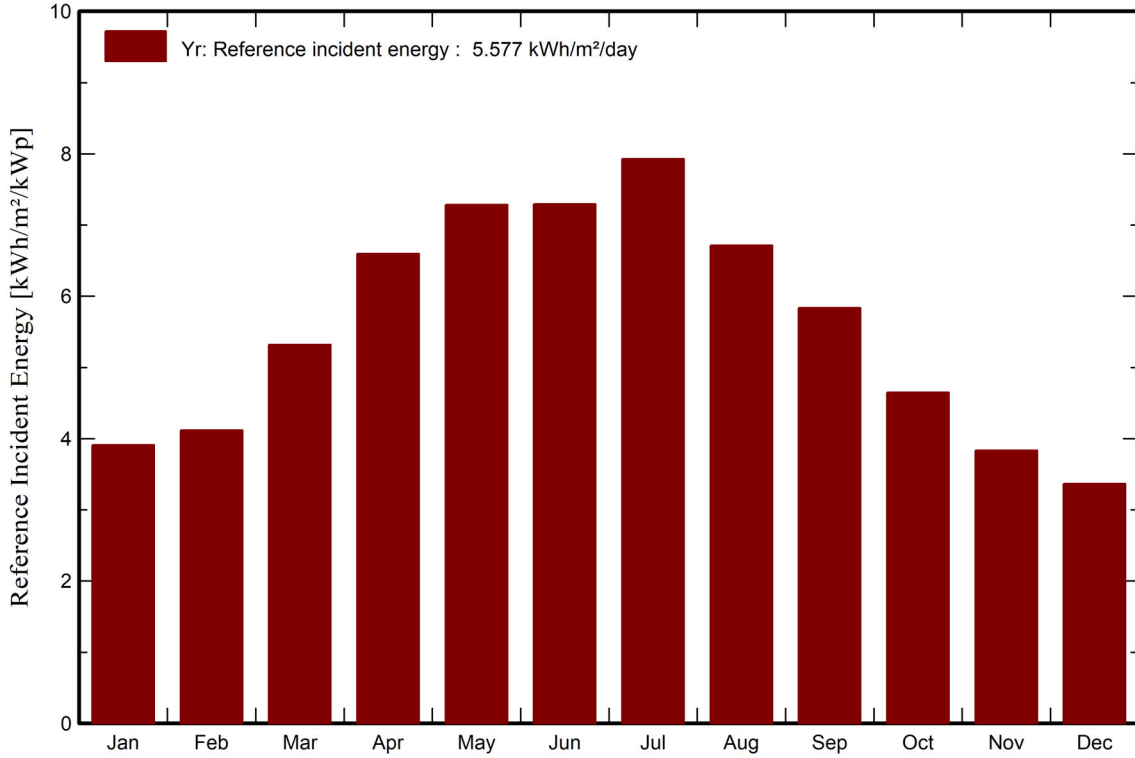
System unavailability

Energy injected into grid

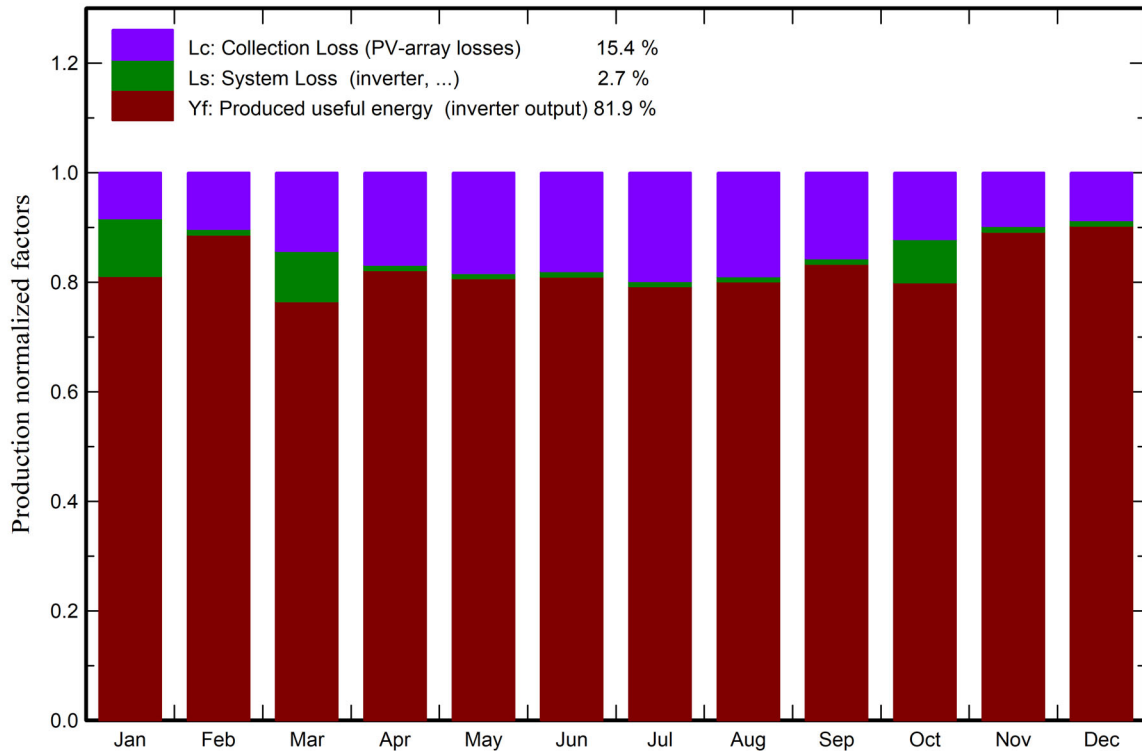


Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



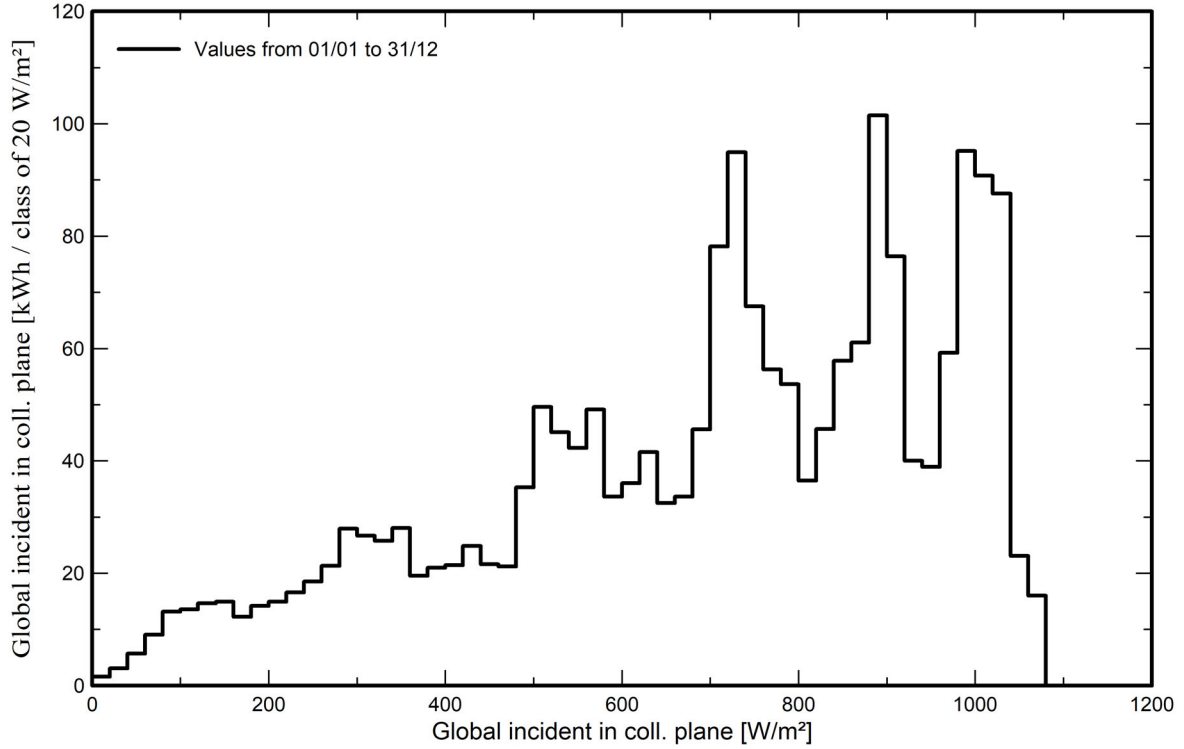
Fattori normalizzati di produzione e di perdita



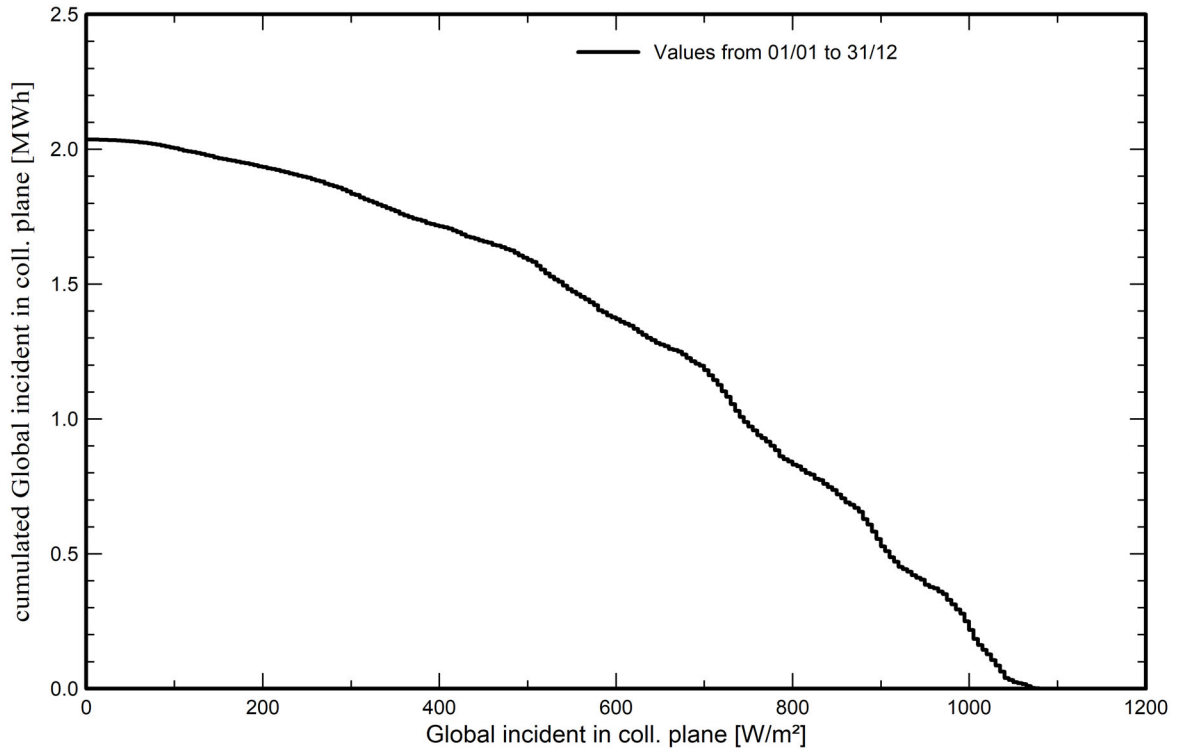


Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente





Predef. graphs

Temperatura del campo vs.irradiazione efficace

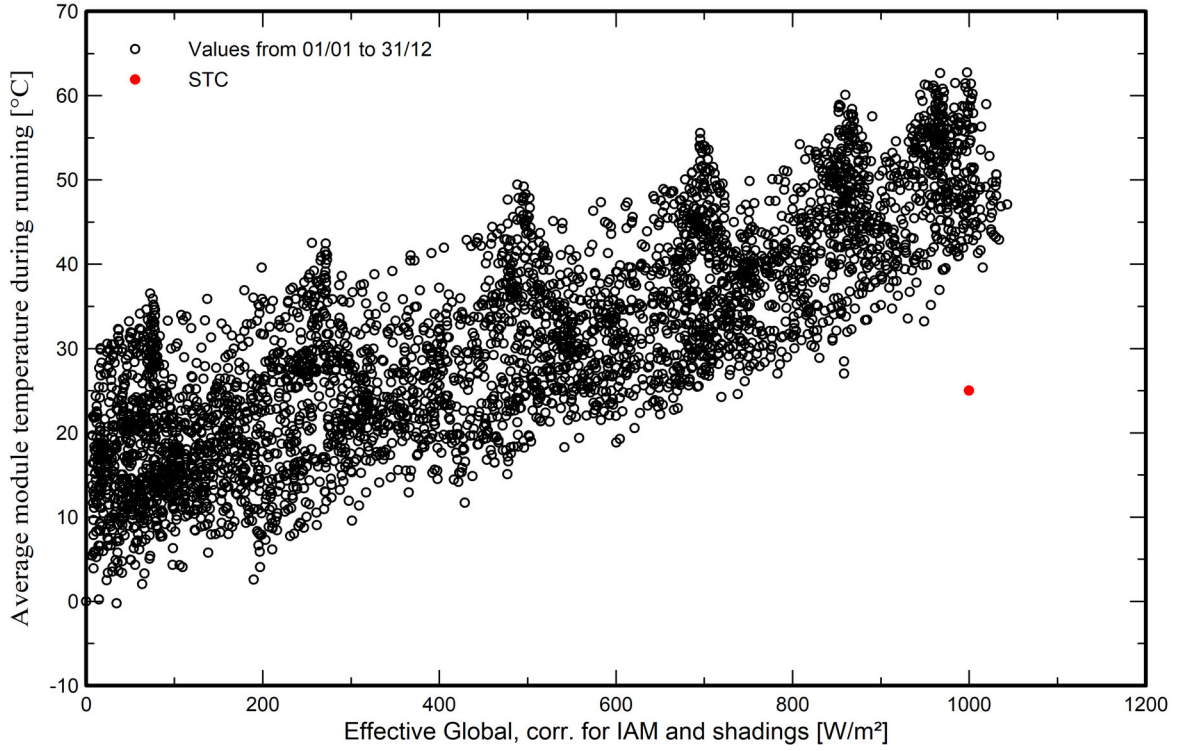
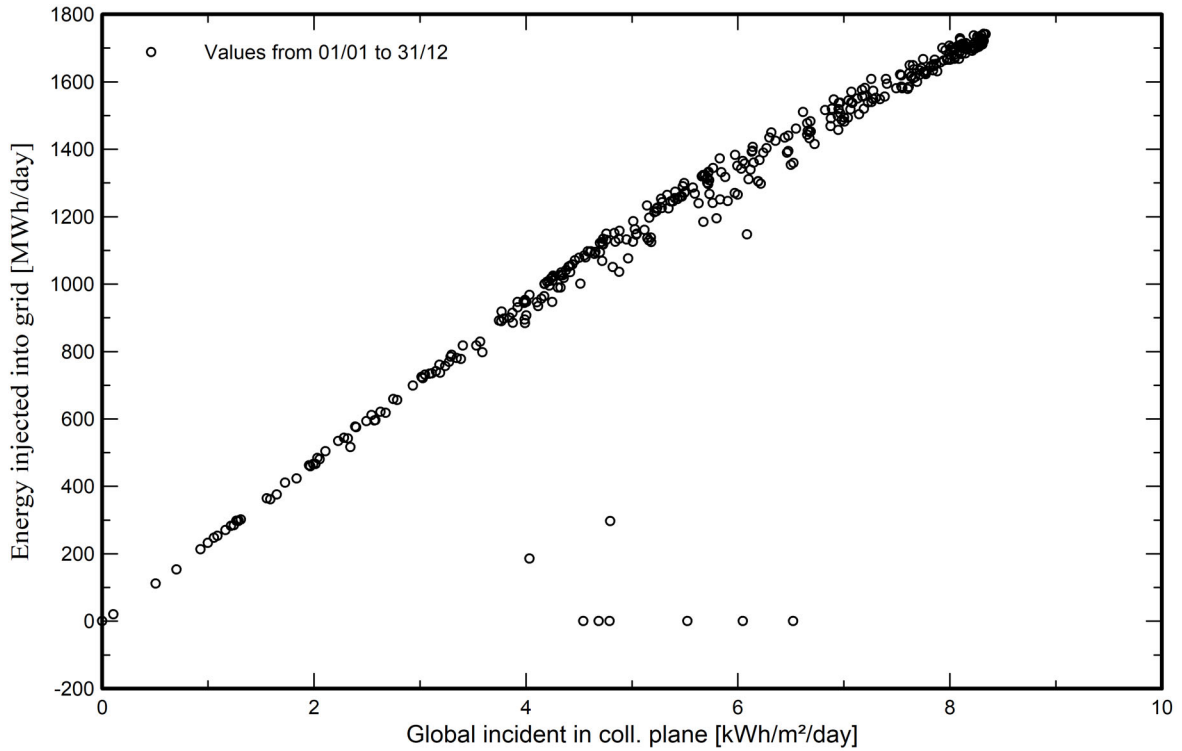


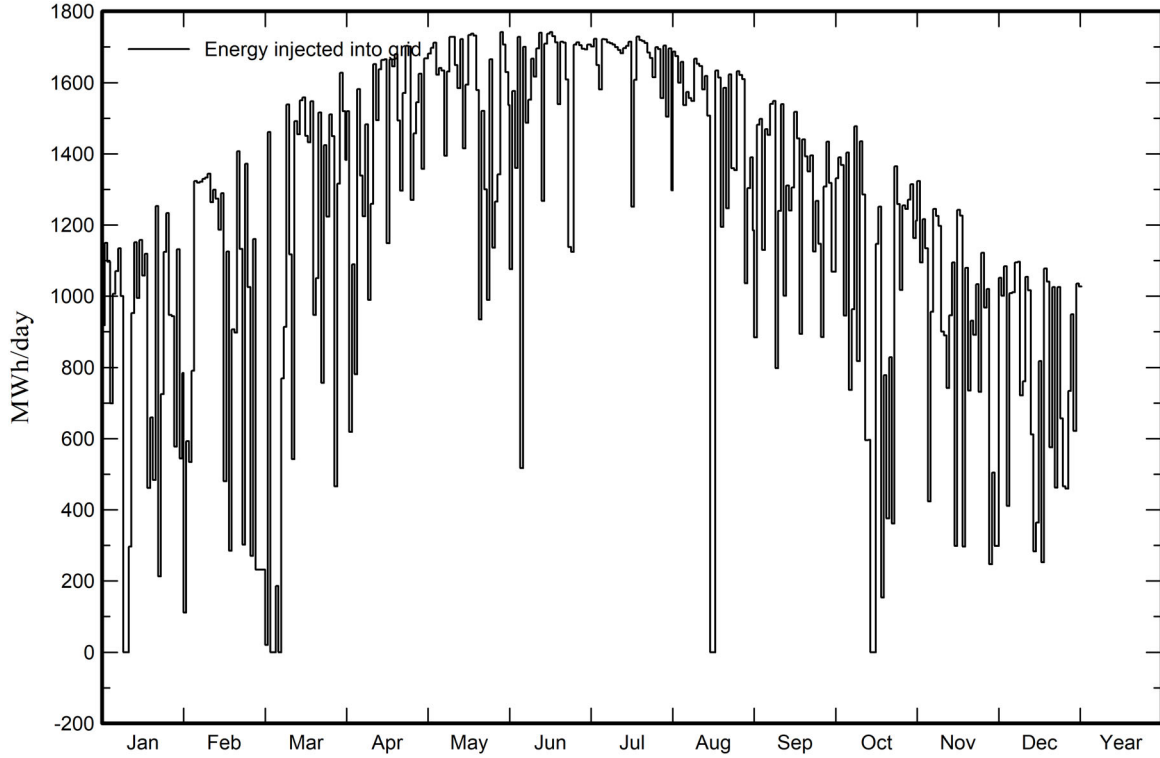
Diagramma giornaliero entrata/uscita



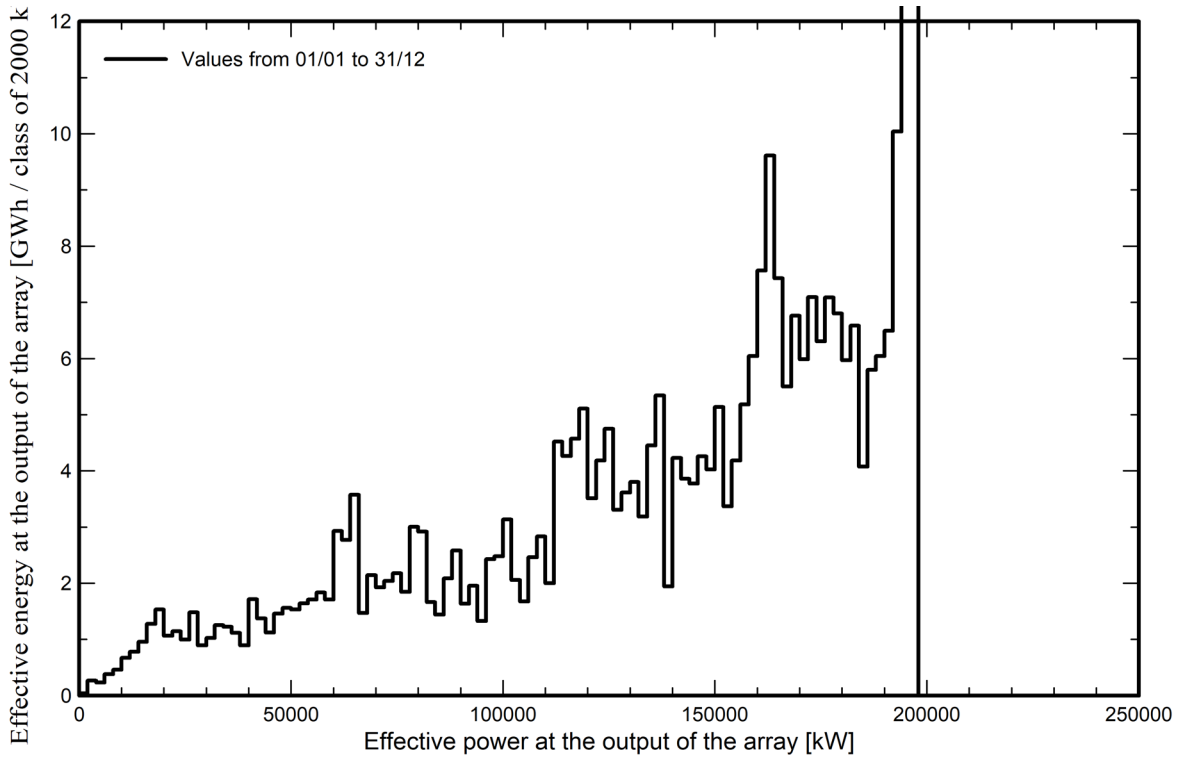


Predef. graphs

Energia giornaliera in uscita sistema



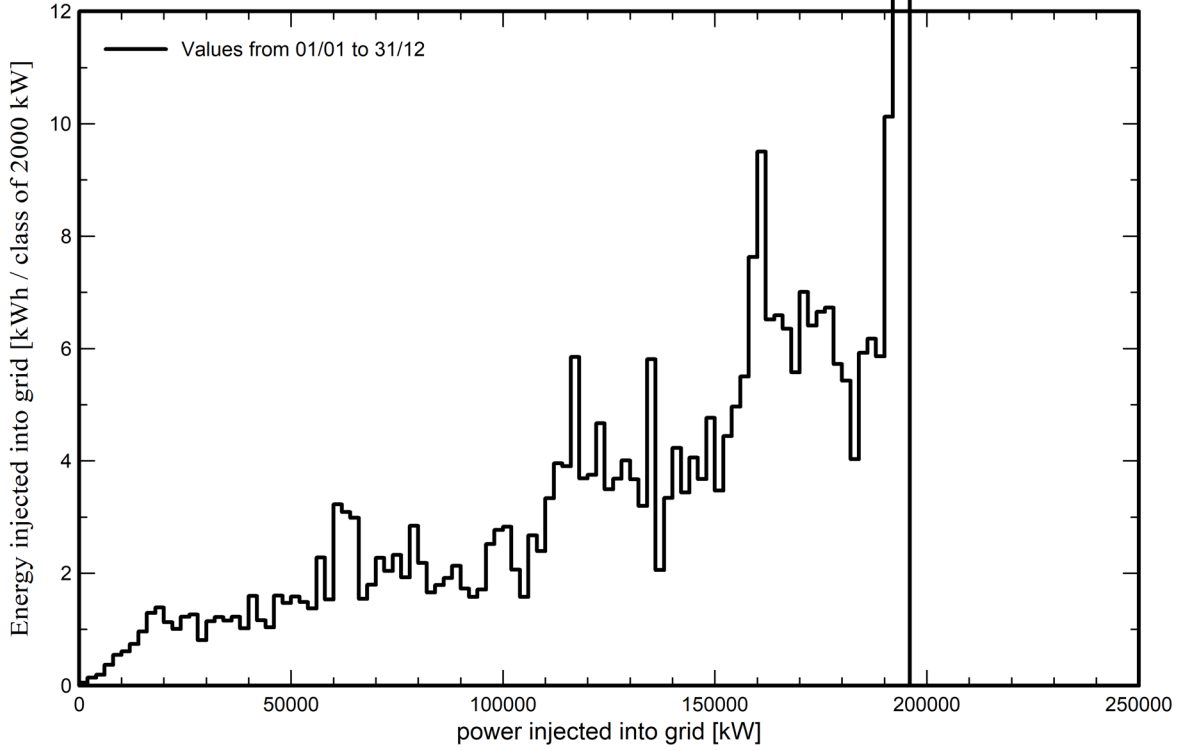
Distribuzione potenza dell'impianto



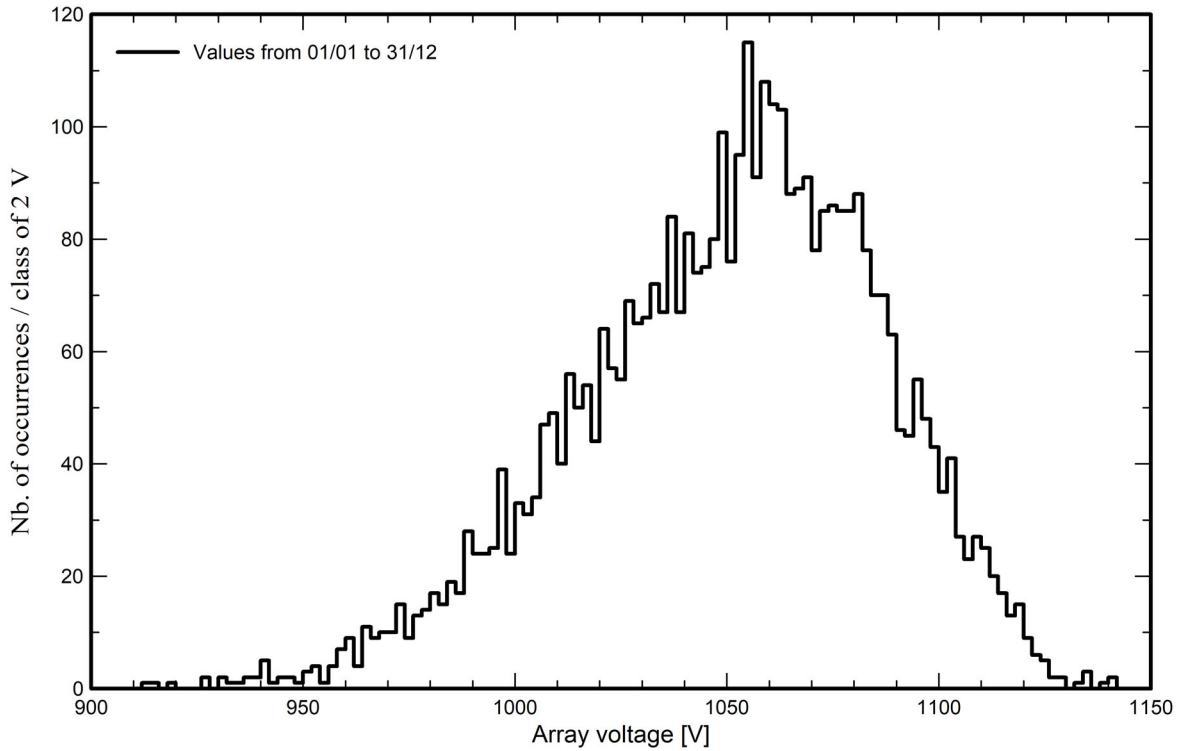


Predef. graphs

Distribuzione potenza in uscita sistema

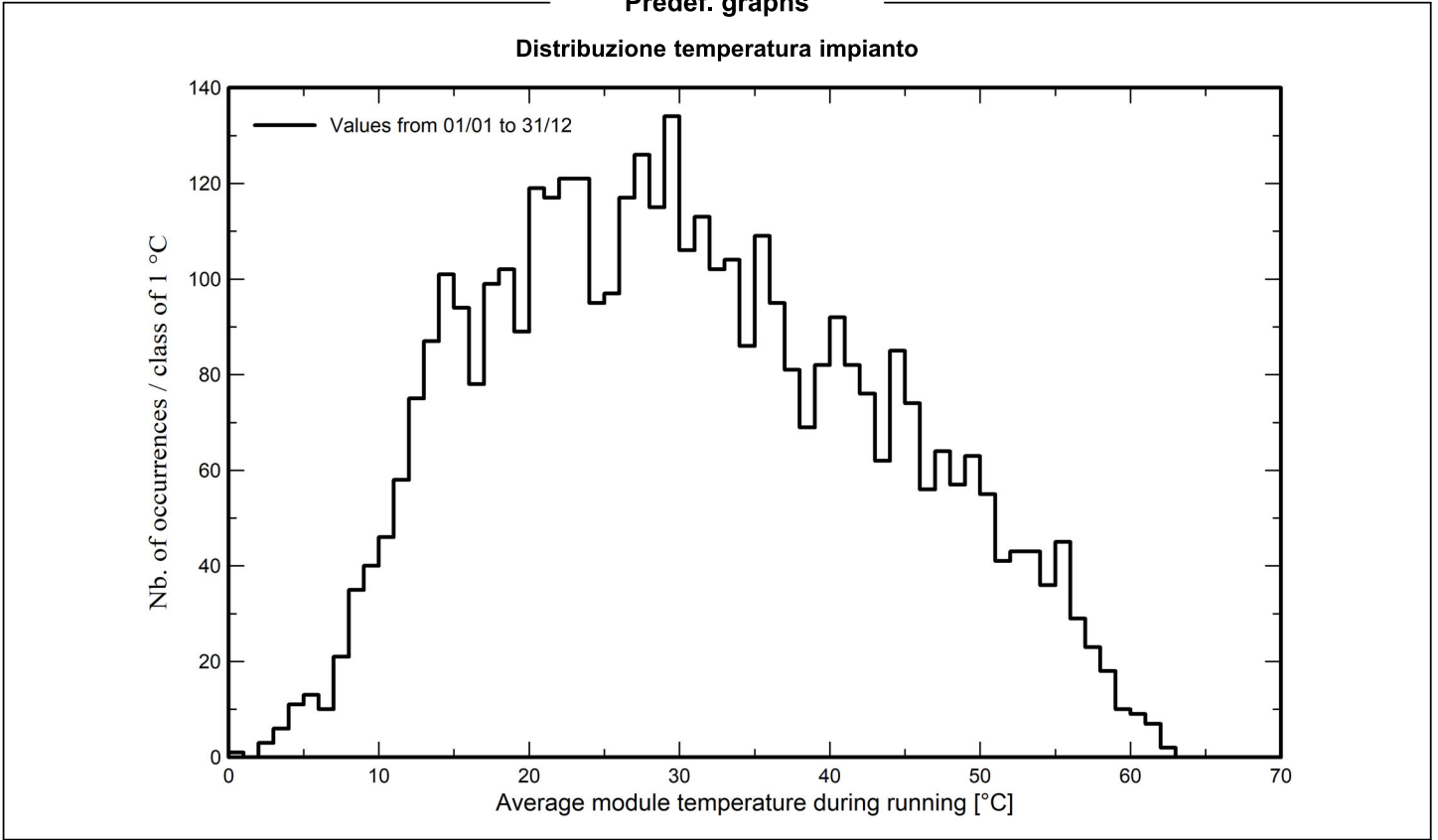


Distribuzione tensione impianto





Predef. graphs





CO₂ Emission Balance

Total: 4371464.2 tCO₂

Generated emissions

Total: 464754.55 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 5573829.0 tCO₂

System production: 439230.02 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

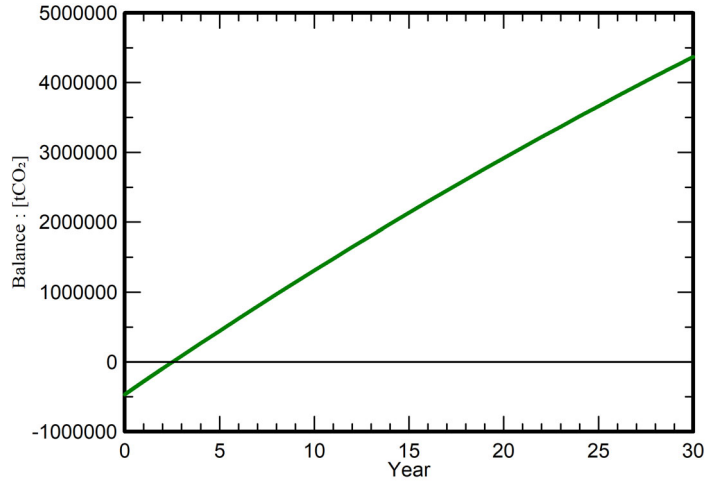
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	264285 kWp	452646205
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	4195000 kg	11835815
Inverters	280 kgCO ₂ /units	975 units	272530