

Regione: Sicilia
Provincia: Palermo
Comune: Monreale
Località: Trenta-Ravanusa

IMPIANTO AGRIVOLTAICO "MONREALE-C.DA TRENTA" DELLA POTENZA DI 40 MW IN IMMISSIONE PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo: AGRFV-PA-REL006A0

Relazione di Producibilità Impianto

Allegato:

D.1

Progettazione:

Visti / Firme / Timbri:



Ing. Maurizio Moscoloni

Note:

Data	Rev.	Descrizione revisioni	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:
11.04.2023	0	PRIMA EMISSIONE	Ing. M. Moscoloni	Ing. M. Moscoloni	FLEGONE srl
===== REVISIONI =====					



FLEGONE srl

FLEGONE srl
Via Monte Napoleone, 8
20121 MILANO MI
flegonesrl@pec.it

SOMMARIO

1. PREMESSA.....	2
2. IL SITO DI IMPIANTO.....	2
3. CALCOLO DELLA PRODUZIONE.....	5
3.1 Regime di “insolazione” del sito.....	5
3.2 Software utilizzato e principi di calcolo.....	7
3.3 Radiazione solare media annua in sito.....	8
3.4 calcolo della producibilità’.....	10
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.....	12
3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....	12
3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico.....	12
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.....	13
3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite.....	13
3.6 Conclusione.....	14

1. Premessa

La società Flegone 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 Agrovoltaiico della potenza nominale quantificabile in 41 MWp, e potenza di immissione di 40,00 MW, la cui ubicazione ricade nel Comune di Monreale nella provincia di Palermo, nelle località " Contrada Trenta e Contrada Ravanusa".

L'impianto sarà costituito da cinque campi fotovoltaici, ubicate su due aree denominate "A" e "B". All'interno dei vari campi verranno installate delle cabine verso cui confluiranno le linee in CA provenienti dagli inverter. All'interno delle stesse verranno installati i trasformatori BT/AT con potenza nominale pari a 1,25 MVA e 3,5 MVA, in funzione delle caratteristiche del generatore, i trasformatori di servizio ed i quadri elettrici BT ed AT.

Le linee provenienti dalle cabine installate nei 5 campi confluiranno verso la cabina generale del parco agrovoltaiico posizionata ad ovest al margine del confine stradale.

Tale cabina verrà collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna", di cui al Piano di Sviluppo Terna, attraverso un elettrodotto interrato AT della lunghezza di circa 9 Km.

La connessione verrà realizzata secondo la STMG comunicata da Terna S.p.A con il preventivo cod pratica **202200551**, del 11/07/2022.

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

2. Il Sito di Impianto

L'area di sedime su cui sorgerà l'impianto ricade all'interno del territorio comunale di Monreale, in provincia di Palermo, a circa 3,5 Km in direzione Sud dal centro Ruderì di Poggio Reale, a circa 11Km in direzione Nord-Est dal Centro abitato di Camporeale, a circa 10,8 Km in direzione Est dal centro abitato di Roccamena ed a 14 Km in direzione Ovest dal centro abitato di Gibellina, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali. Le opere di connessione tra le quali la SSE da 220 kV/30 kV ricadono anch'esse in territorio di Monreale (PA).

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, e rurale che si collega alla viabilità statale costituita dalla A29 Palermo – Mazzara del Vallo, la SS 119, la SS 624 e dalla viabilità provinciale costituita dalla SP 20, SP 9, SP 47 bis, SP Gibellina Camporeale e dalla Strada Vicinale Ravanusa.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli nn° 184, 186, del Comune di Monreale. Le particelle interessate risultano le seguenti:

A) Comune di Monreale (PA):

- Foglio n° 184, Particelle nn°16, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 102, 103, 115 e 127;

FLEGONE S.R.L.

- Foglio n° 186, Particelle nn°101, 121, 127, 128 e 228(ex 31);

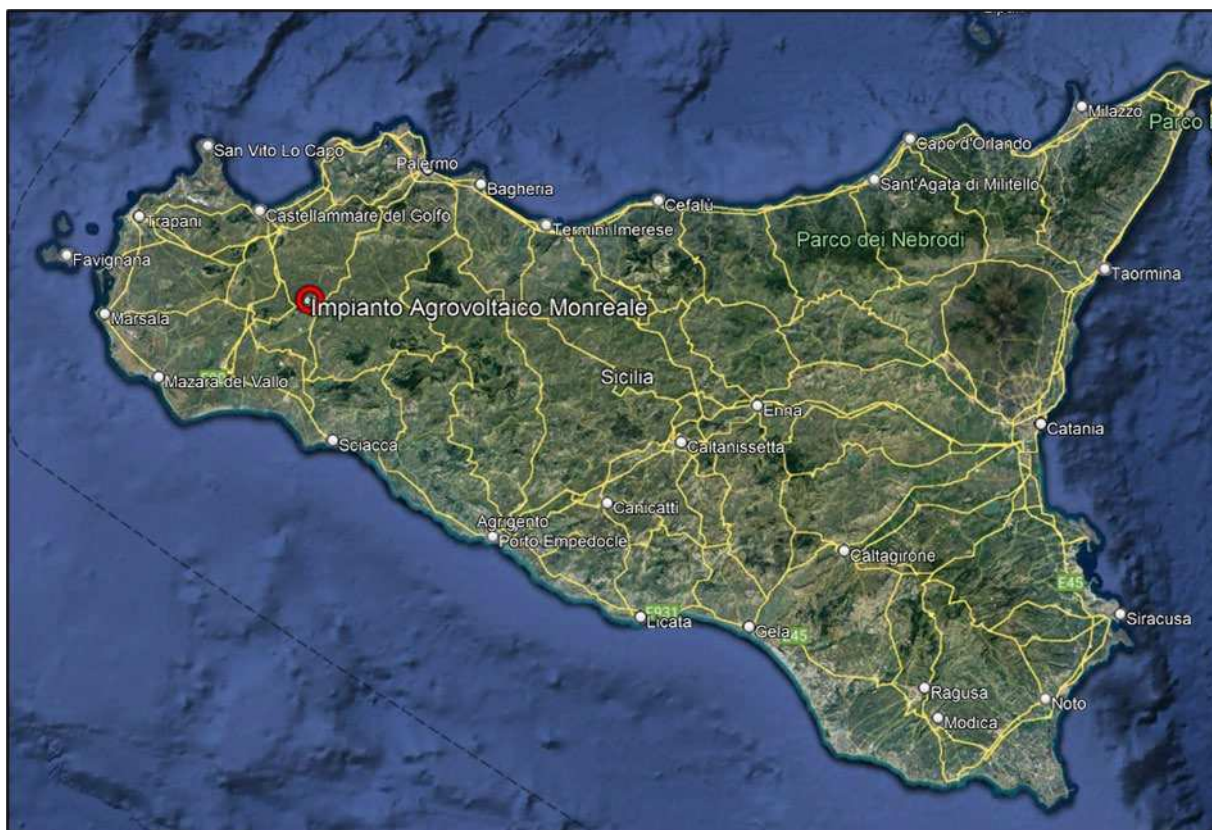


Figura 1 Localizzazione su immagine satellitare

I lotti di terreno occupati dai campi fotovoltaici sono estesi rispettivamente:

- Area A “Trenta” Ha 62,50
- Area B “ C.da Ravanusa ” Ha 11,16

Si chiarisce che, all’interno delle 2 aree, individuate territorialmente con le lettere A e B, si è previsto di installare 5 campi fotovoltaici che compongono l’intero parco

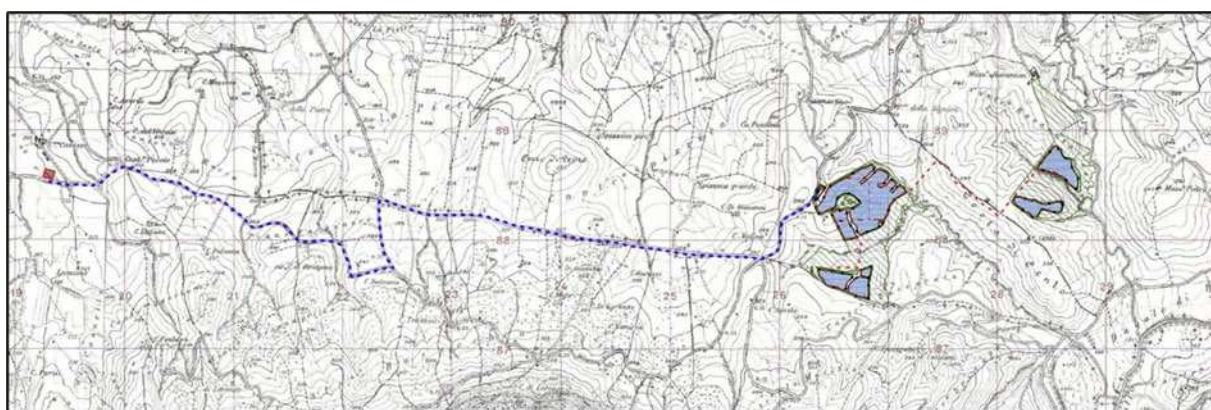


Figura 2 : Inquadramento impianto su base IGM 1:25.000

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

– Foglio I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alla seguente codifica “258 IV-SO (MONTE PIETROSO)”.

– Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, foglio nn° 607130, 606160.

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

SISTEMA UTM 33 WGS84 – COORDINATE ASSOLUTE			
Posizione	E	N	H
Impianto Fv - Campo A (baricentro area)	37.565911°	13.030970°	245m
Impianto Fv - Campo B (baricentro area)	37.827420°	13.051404°	233 m
Cabina di raccolta SSEU	37.824982°	13.028131°	246 m
Cabina di Trasformazione 200/36 kV SE RTN	37.826002°	12.950700°	197 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 agrovoltaico, 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 RADSAF, potendo verificare che, così come risulta dalla figurache sulla regione Sicilia l’irraggiamento di riferimento della regione è compreso nell’intervallo tra 1600 kWh/m² e 1800 kWh/m².

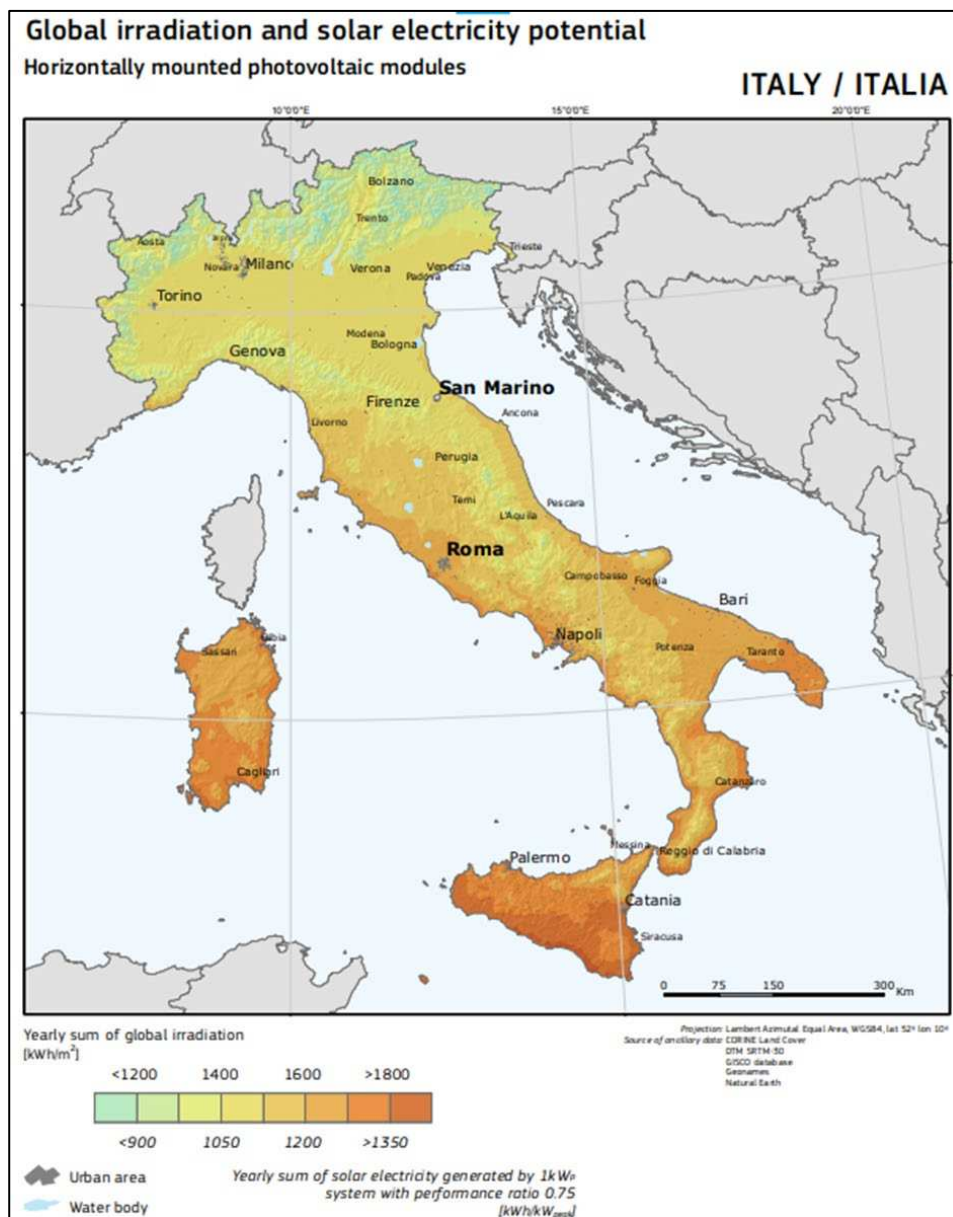


Figura 3 Irraggiamento globale e potenziale fotovoltaico

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

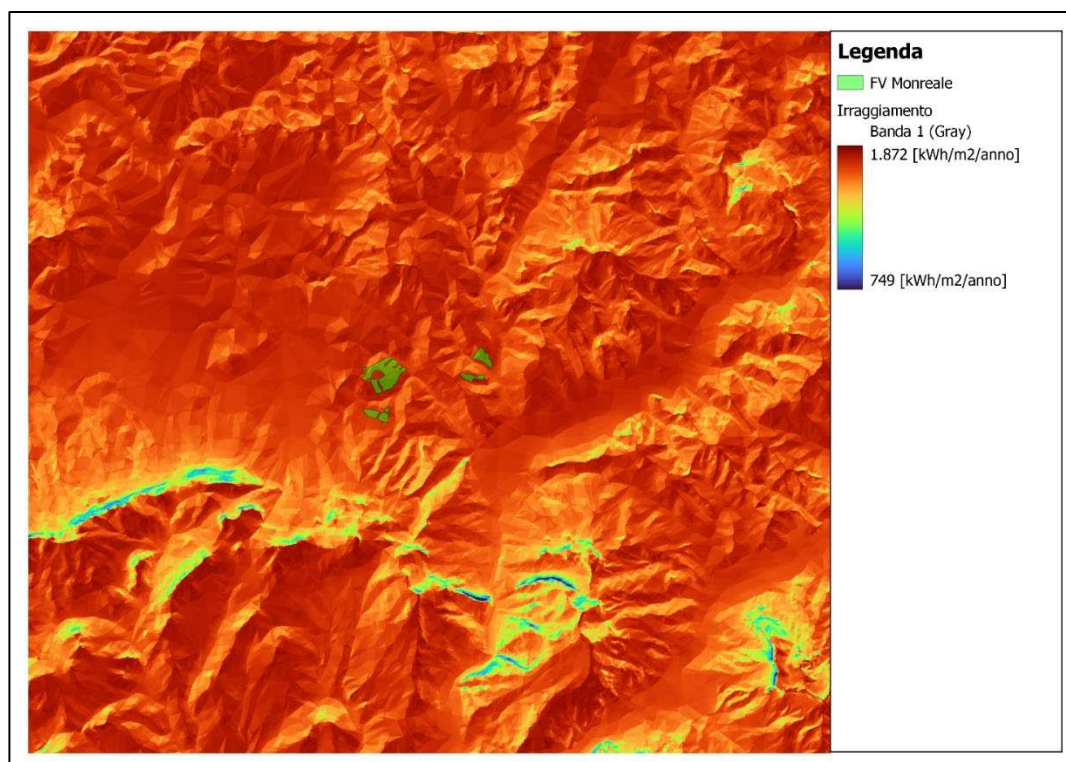


Figura 4 Radiazione solare

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).

La radiazione globale nell'**Area di Impianto**, così come definita in Equazione 1 e rappresentata in Figura 4, 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%.

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 normale 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 ilnuovo centro urbano di poggio reale). Si precisa che l’attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l’elaborazione statistica della la 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.

Si riportano di seguito la tabella della variabilità meteorologica:

	Irraggiamento orizzontale globale	Irraggiamento diffuso orizz.	Temperatura	Velocità del vento	Umidità relativa
	kWh/m ² /mese	kWh/m ² /mese	°C	m/s	%
Gennaio	70.6	34.8	10.2	2.86	82.8
Febbraio	78.1	40.2	8.3	2.56	82.5
Marzo	119.1	58.5	11.6	3.04	79.3
Aprile	175.5	61.0	15.6	2.26	69.3
Maggio	223.5	67.0	17.8	2.53	61.8
Giugno	228.2	64.2	25.2	1.99	50.9
Luglio	251.5	58.9	26.4	2.15	46.6
Agosto	227.5	53.7	25.9	2.11	55.1
Settembre	139.7	55.7	20.3	2.34	77.1
Ottobre	122.8	46.3	17.3	2.24	75.7
Novembre	79.4	34.3	14.5	2.45	84.1
Dicembre	66.0	31.1	9.5	2.91	81.3
Anno	1781.9	605.7	16.9	2.5	70.5

Figura 5 Meteo mensile

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

Bilanci e risultati principali								
	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
Gennaio	70.6	34.82	10.23	109.3	95.7	3400160	3358793	0.753
Febbraio	78.1	40.23	8.29	107.0	97.9	3707188	3659919	0.838
Marzo	119.1	58.49	11.55	142.1	132.8	5068066	5007273	0.863
Aprile	175.5	61.05	15.59	190.1	178.8	6648035	6561459	0.846
Maggio	223.5	67.00	17.77	217.9	204.5	7523838	7436391	0.836
Giugno	228.2	64.21	25.16	211.0	197.7	7104807	7008144	0.814
Luglio	251.5	58.93	26.37	237.5	223.3	7967448	7871910	0.812
Agosto	227.5	53.69	25.86	237.3	224.1	8030586	7938429	0.819
Settembre	139.7	55.72	20.28	162.7	152.7	5661096	5588322	0.842
Ottobre	122.8	46.32	17.33	168.5	158.0	5905514	5837353	0.848
Novembre	79.4	34.28	14.46	123.0	110.2	3922888	3875437	0.772
Dicembre	66.0	31.12	9.53	110.1	93.6	3310003	3269038	0.727
Anno	1782.0	605.87	16.92	2016.5	1869.2	68249628	67412469	0.819

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Tabella 2 Valori medi insolazione mensile

La tabella mostra che l'energia solare raccolta in media dal piano incidente dei moduli Fotovoltaici è di 1869.2 kWh/m2 anno.

Il software inoltre, attraverso il layout 3d dell'impianto (Figura 6) riesce a creare un digramma iso-ombre (Figura 7) che restituisce un immagine in sezione del percorso del sole ed evidenzia sia momenti in cui il parco fotovoltaico gode di un ottimo irraggiamento sia gli intervalli di ombreggiamento dovuti sia alla geomorfologia del sito il esame che dalla localizzazione del sole in specifici momenti dell'anno.

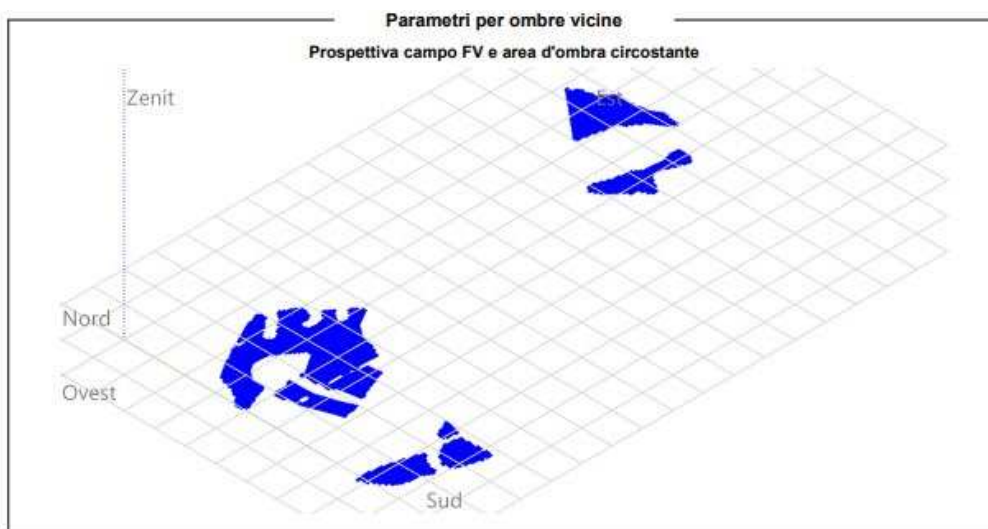


Figura 6: Layout 3d

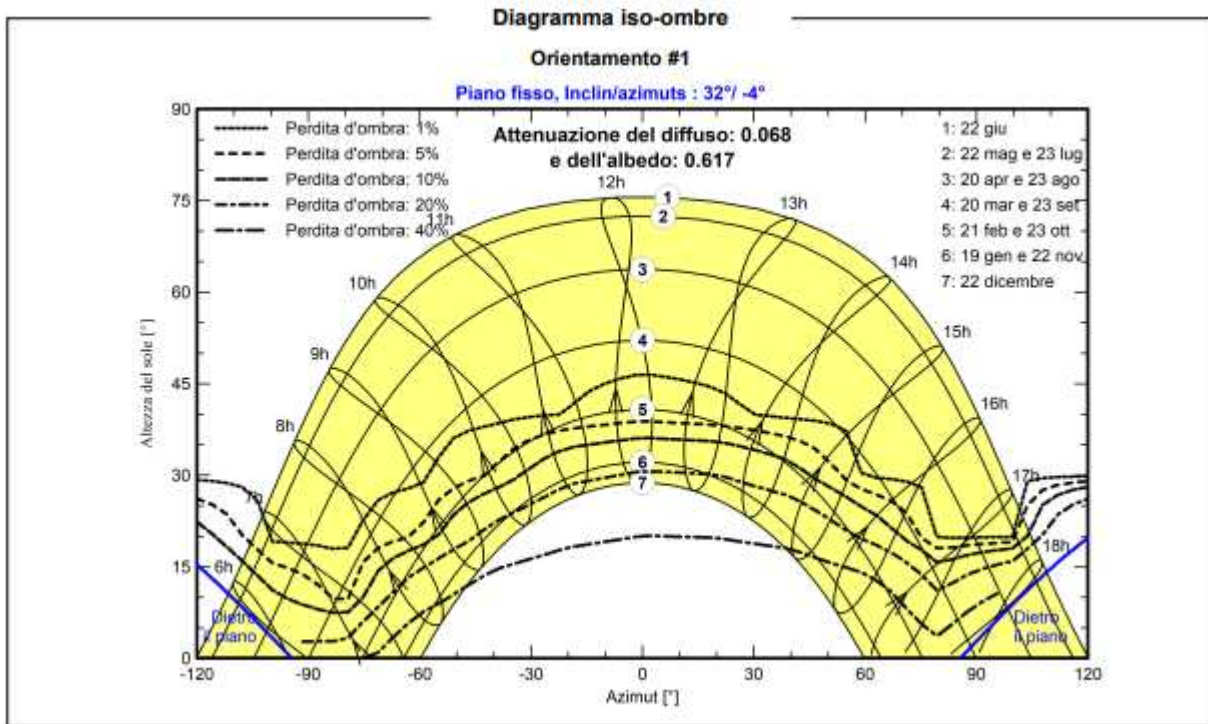


Figura 7 Diagramma iso-ombre

3.4 calcolo della producibilità'

I risultati elaborati quindi si dividono in producibilità del sistema, restituita sia come produzione media annua, 67'441,469 MWh/anno, che in un diagramma a barre a cadenza mensile che evidenzia la produzione normalizzata [kWh/kWp/day] confrontata alle perdite del sistema.

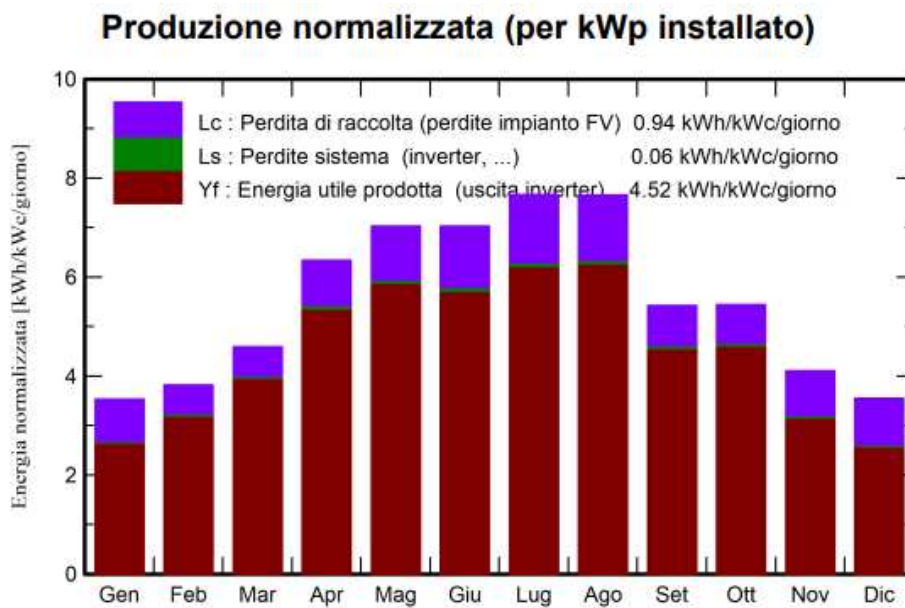


Figura 8 Produzione normalizzata

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 9, quindi, il grafico del rendimento specifico mensile:

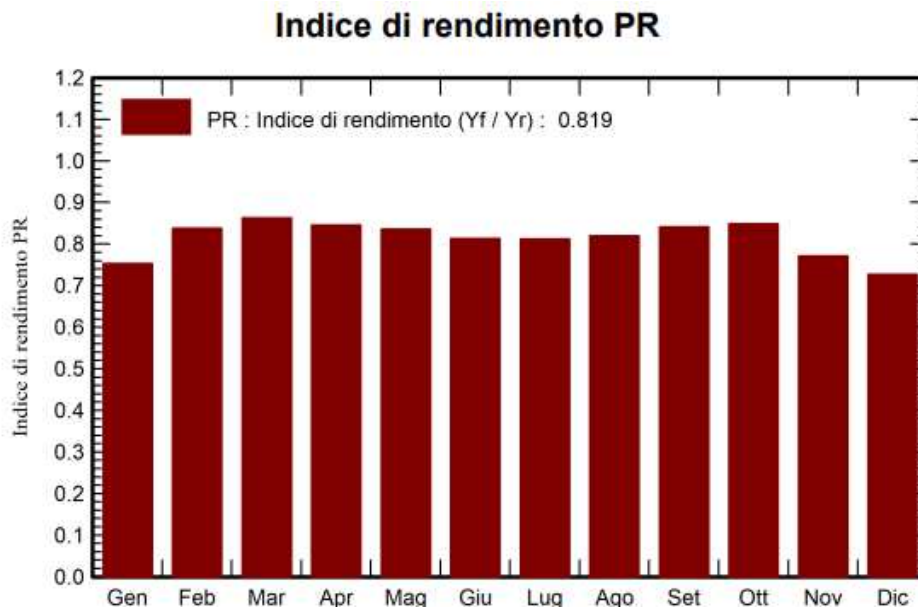


Figura 9 Indice di rendimento mensile

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 -0,55%

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 e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), si ottiene un valore di calcolo pari a -4.18%.

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 -2,7%.

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 -1,08%.

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 -1,18%.

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'extrapolazione 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

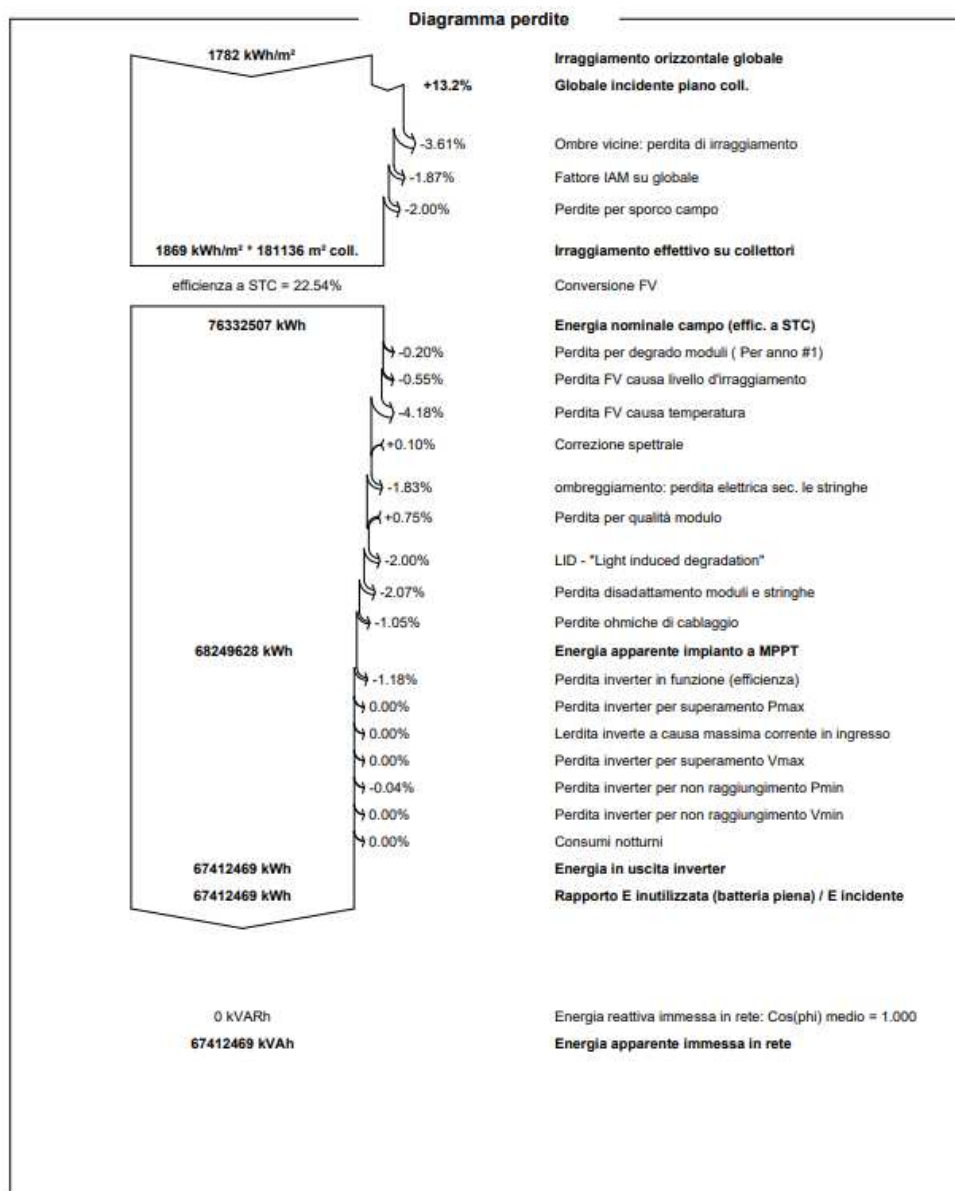


Figura 10 Diagramma delle perdite

3.6 Conclusione

Da quanto sin qui riportato e come è possibile evincersi dai tabulati di calcolo allegati, che l'impianto agrovoltaiico "Monreale" oggetto della presente sarà in grado di produrre ed immettere energia elettrica pari a 67,41 GWh/anno ed un rapporto di prestazione pari ad 81,89%, così come è possibile evincersi dalla Figura 11 di seguito riportata

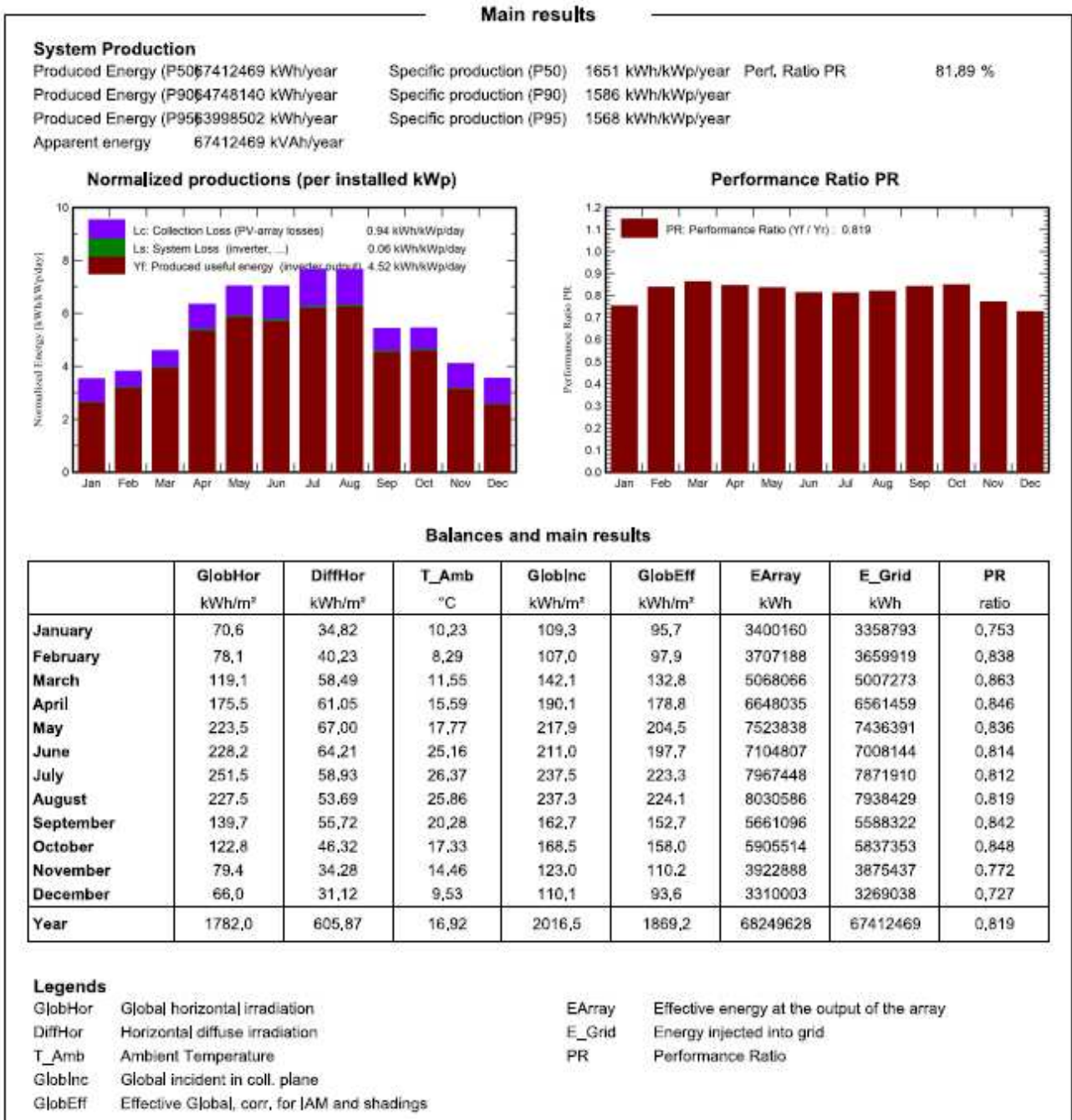


Figura 11 Riepilogo dati di producibilità

Tale produzione di energia da fonte rinnovabile contribuisce, quindi, a evitare l'immissione di circa 575.176,6 ton di CO₂ per l'intero ciclo vita dell'impianto³, stimato in circa 30 anni e quindi con una media annuale di 19.171,55 tCO₂/anno, così come è possibile evincere dalla.Figura 12

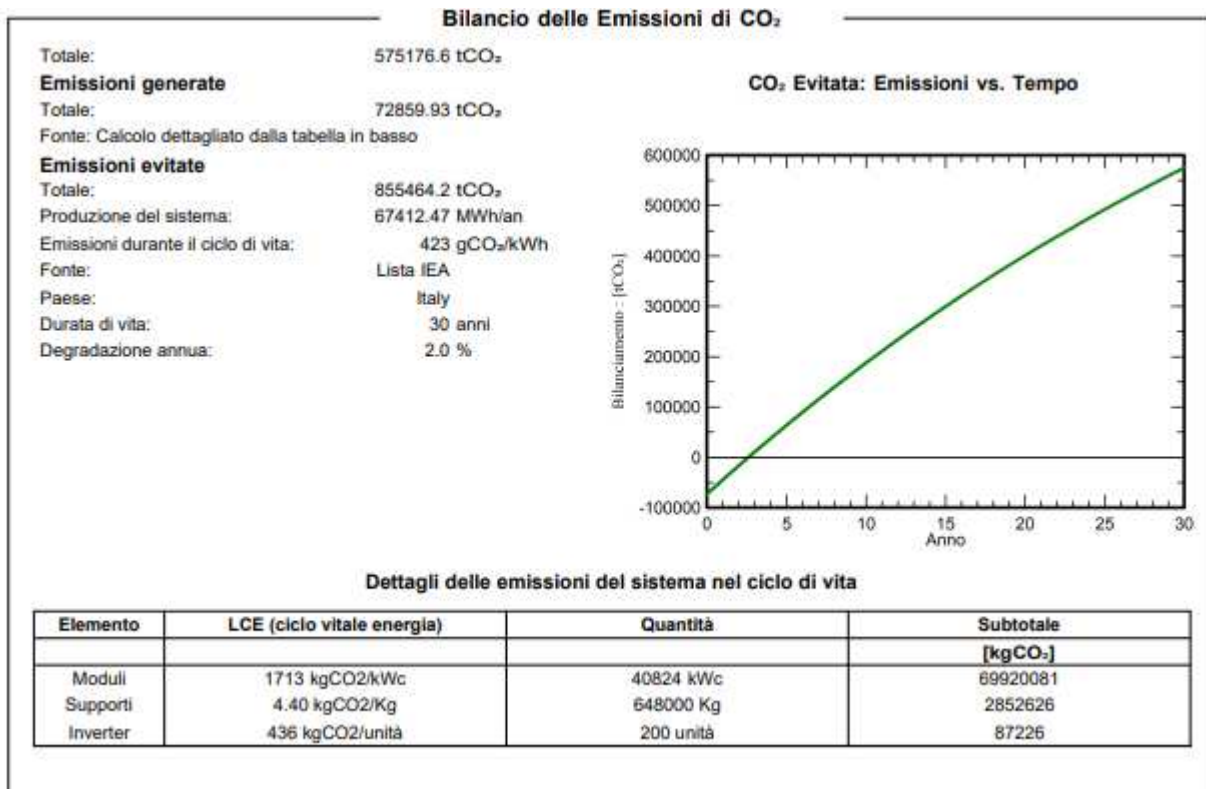


Figura 12 Bilancio emissioni CO₂

³ Fattore di emissione di CO₂ da produzione termoelettrica lorda (CO₂/kWh) per il 2020 pari a 423,1 CO₂/kWh.
FLEGONE S.R.L.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Agrivoltaico Monreale

Variant: Nuova variante di simulazione

Ground system (tables) on a hill

System power: 40.82 MWp

Nuovo Centro Urbano Poggioreale - Italia

Autore

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
 27/03/23 18:32
 with v7.3.2

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Nuovo Centro Urbano Poggioreale		Latitude	37.82 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitude	13.04 °E		
		Altitude	185 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Nuovo Centro Urbano Poggioreale					
PVGIS api TMY					

System summary

Grid-Connected System		Ground system (tables) on a hill			
Simulation for year no 1					
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		According to strings		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	32.4 / -4.4 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules		64800 units		Inverters	
Pnom total		40.82 MWp		Nb. of units	200 units
				Pnom total	40.00 MVA
				Pnom ratio	1.021

Results summary

Produced Energy	67412469 kWh/year	Specific production	1651 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.89 %
Apparent energy	67412469 kVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
 27/03/23 18:32
 with v7.3.2

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Ground system (tables) on a hill	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		Nb. of sheds	1624 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	32.4 / -4.4 °	Sheds spacing	8.71 m
		Collector width	4.98 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	57.2 %
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	100 %
Grid injection point		User's needs	
Power factor		Unlimited load (grid)	
Cos(phi) (lagging)	0.900		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
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 kVA
Number of PV modules	64800 units	Number of inverters	200 units
Nominal (STC)	40.82 MWp	Total power	40000 kVA
Modules	3600 Strings x 18 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.02
Pmpp	37.76 MWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	767 V		
I mpp	49252 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	40824 kWp	Total power	40000 kVA
Total	64800 modules	Number of inverters	200 units
Module area	181136 m²	Pnom ratio	1.02
		PNom limit forced to active power	

Array losses

Array Soiling Losses											
Average loss Fraction		2.0 %									
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Thermal Loss factor			DC wiring losses			LID - Light Induced Degradation					
Module temperature according to irradiance			Global array res.			Loss Fraction					
Uc (const)			Loss Fraction			2.0 %					
Uv (wind)			0.25 mΩ			1.5 % at STC					
29.0 W/m²K			0.0 W/m²K/m/s								
Module Quality Loss			Module mismatch losses			Strings Mismatch loss					
Loss Fraction			Loss Fraction			Loss Fraction					
-0.8 %			2.0 % at MPP			0.1 %					



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
27/03/23 18:32
with v7.3.2

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Array losses

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

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

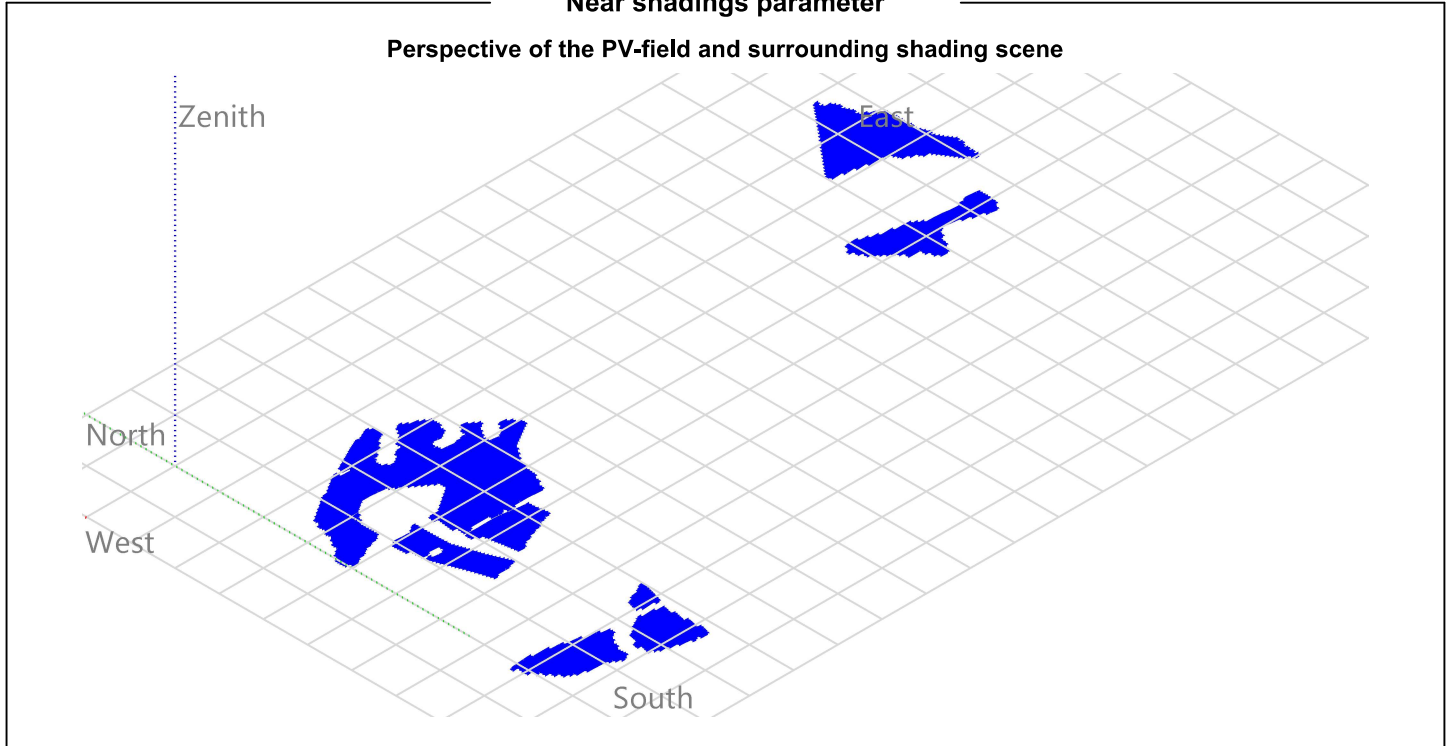
Spectral correction

FirstSolar model
Precipitable water estimated from relative humidity

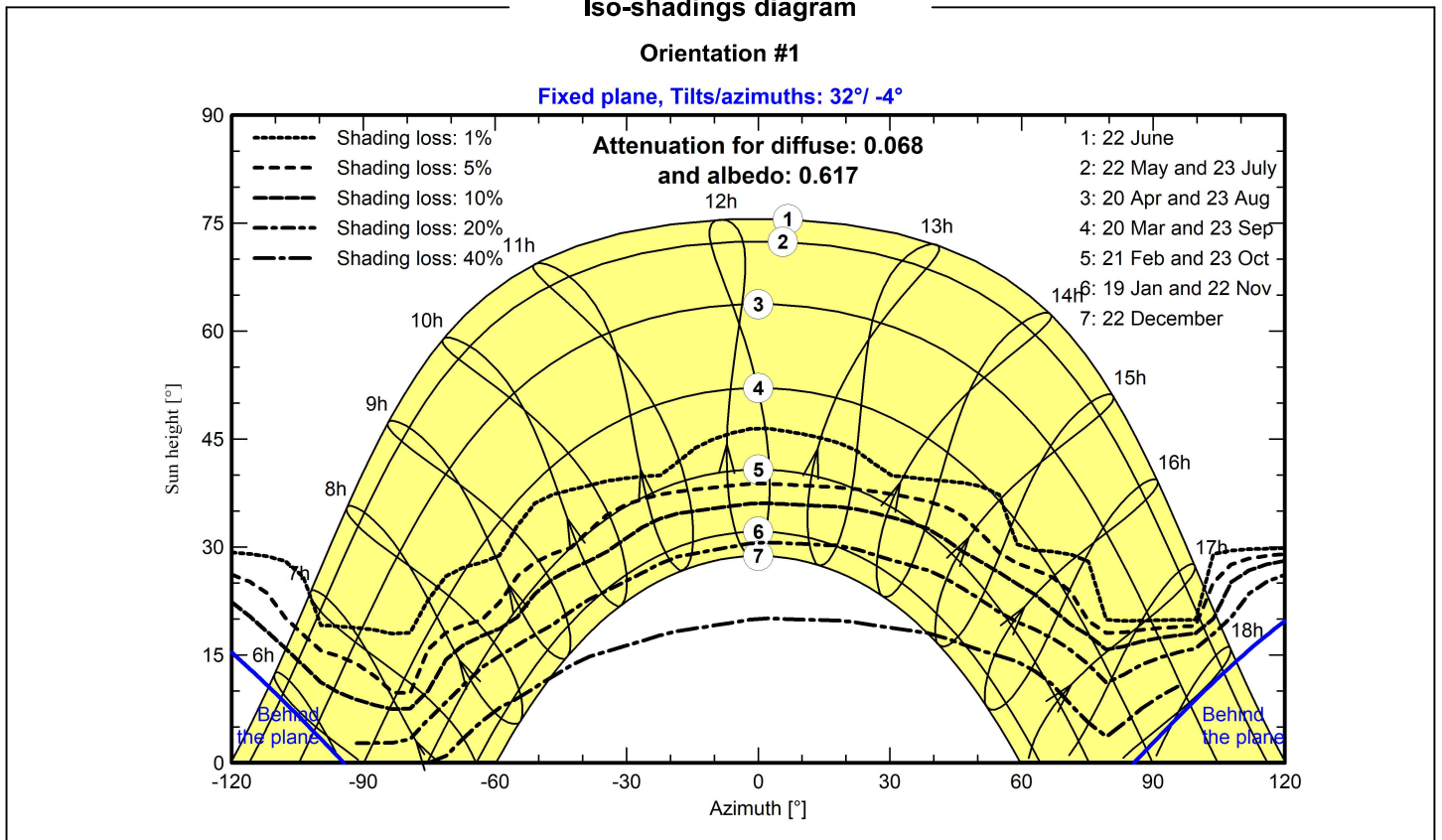
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
 27/03/23 18:32
 with v7.3.2

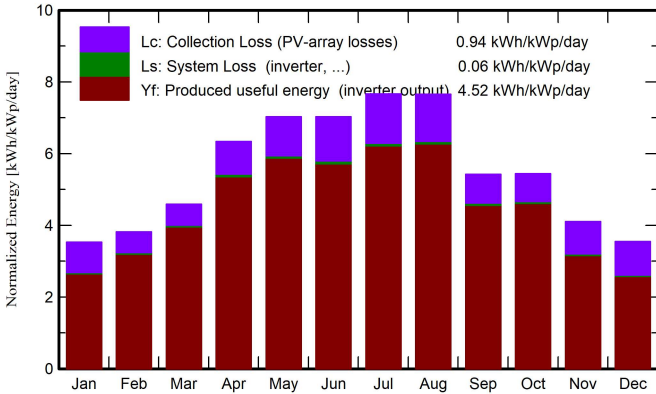
Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Main results

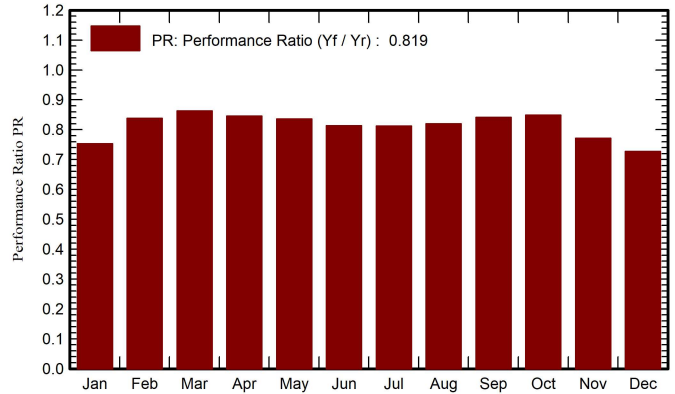
System Production

Produced Energy (P50) 67412469 kWh/year Specific production (P50) 1651 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 81.89 %
 Produced Energy (P90) 4748140 kWh/year Specific production (P90) 1586 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P95) 3998502 kWh/year Specific production (P95) 1568 kWh/kWp/year
 Apparent energy 67412469 kVAh/year

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	70.6	34.82	10.23	109.3	95.7	3400160	3358793	0.753
February	78.1	40.23	8.29	107.0	97.9	3707188	3659919	0.838
March	119.1	58.49	11.55	142.1	132.8	5068066	5007273	0.863
April	175.5	61.05	15.59	190.1	178.8	6648035	6561459	0.846
May	223.5	67.00	17.77	217.9	204.5	7523838	7436391	0.836
June	228.2	64.21	25.16	211.0	197.7	7104807	7008144	0.814
July	251.5	58.93	26.37	237.5	223.3	7967448	7871910	0.812
August	227.5	53.69	25.86	237.3	224.1	8030586	7938429	0.819
September	139.7	55.72	20.28	162.7	152.7	5661096	5588322	0.842
October	122.8	46.32	17.33	168.5	158.0	5905514	5837353	0.848
November	79.4	34.28	14.46	123.0	110.2	3922888	3875437	0.772
December	66.0	31.12	9.53	110.1	93.6	3310003	3269038	0.727
Year	1782.0	605.87	16.92	2016.5	1869.2	68249628	67412469	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		

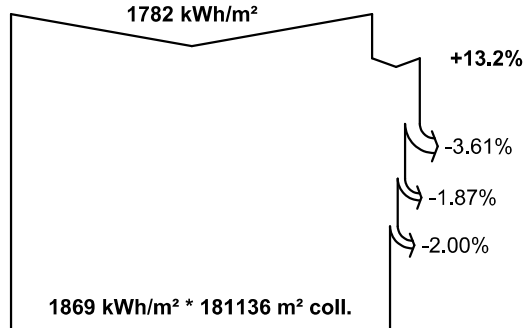


PVsyst V7.3.3

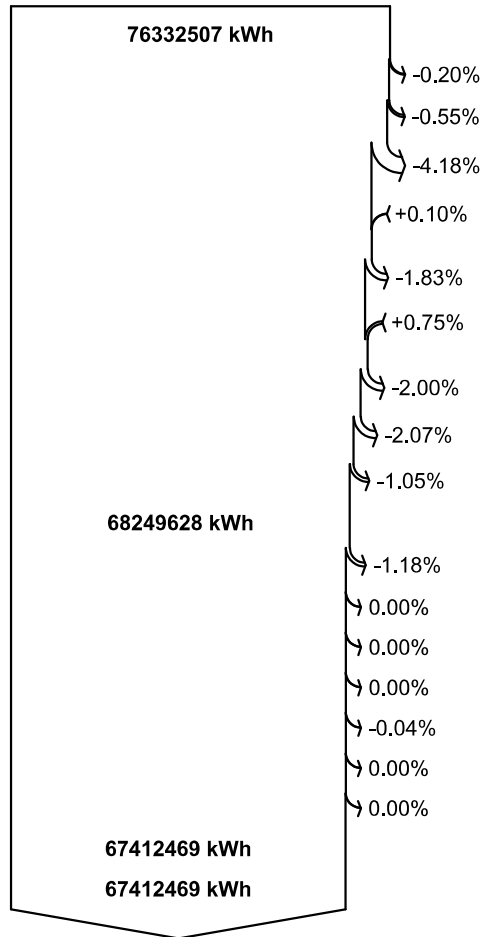
VC0, Simulation date:
 27/03/23 18:32
 with v7.3.2

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Loss diagram



efficiency at STC = 22.54%



0 kVARh
 67412469 kVAh

Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss
 IAM factor on global
 Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #1)
 PV loss due to irradiance level
 PV loss due to temperature
 Spectral correction

Shadings: Electrical Loss acc. to strings
 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

Active Energy injected into grid

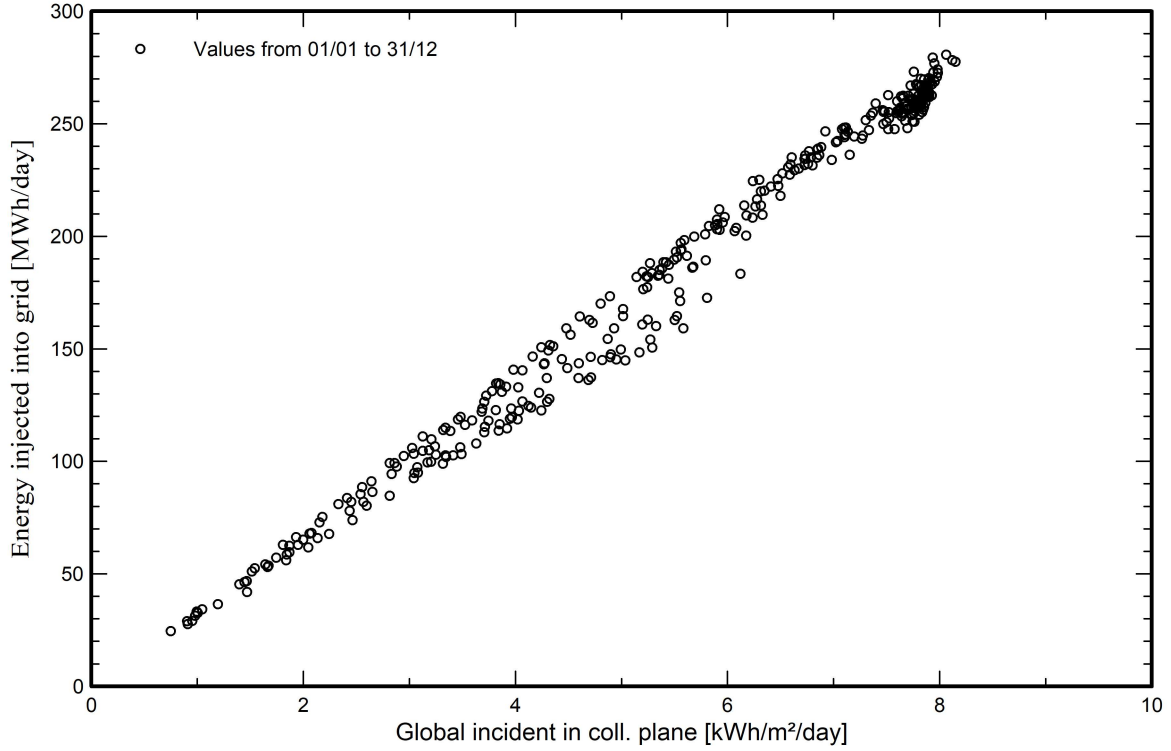
Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 1.000

Apparent energy to the grid

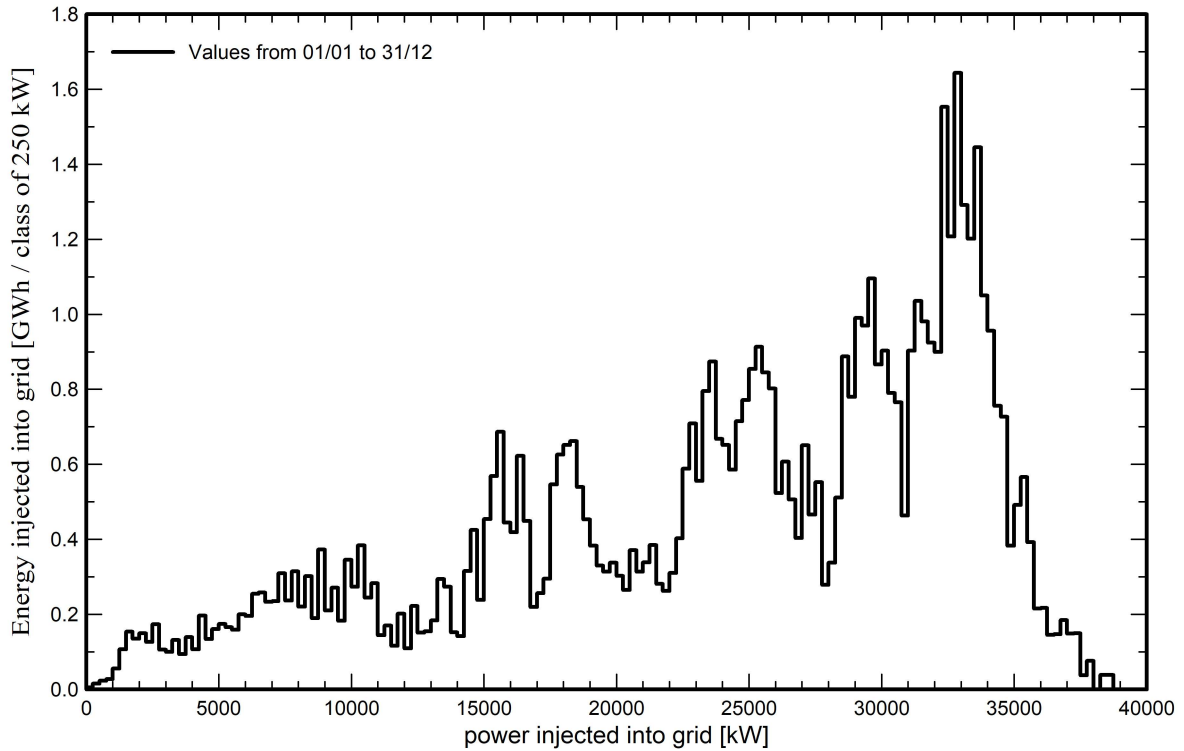


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
27/03/23 18:32
with v7.3.2

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source	PVGIS api TMY
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	2.5 %

Specified Deviation

Climate change	0.0 %
----------------	-------

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	3.1 %
-----------------------------	-------

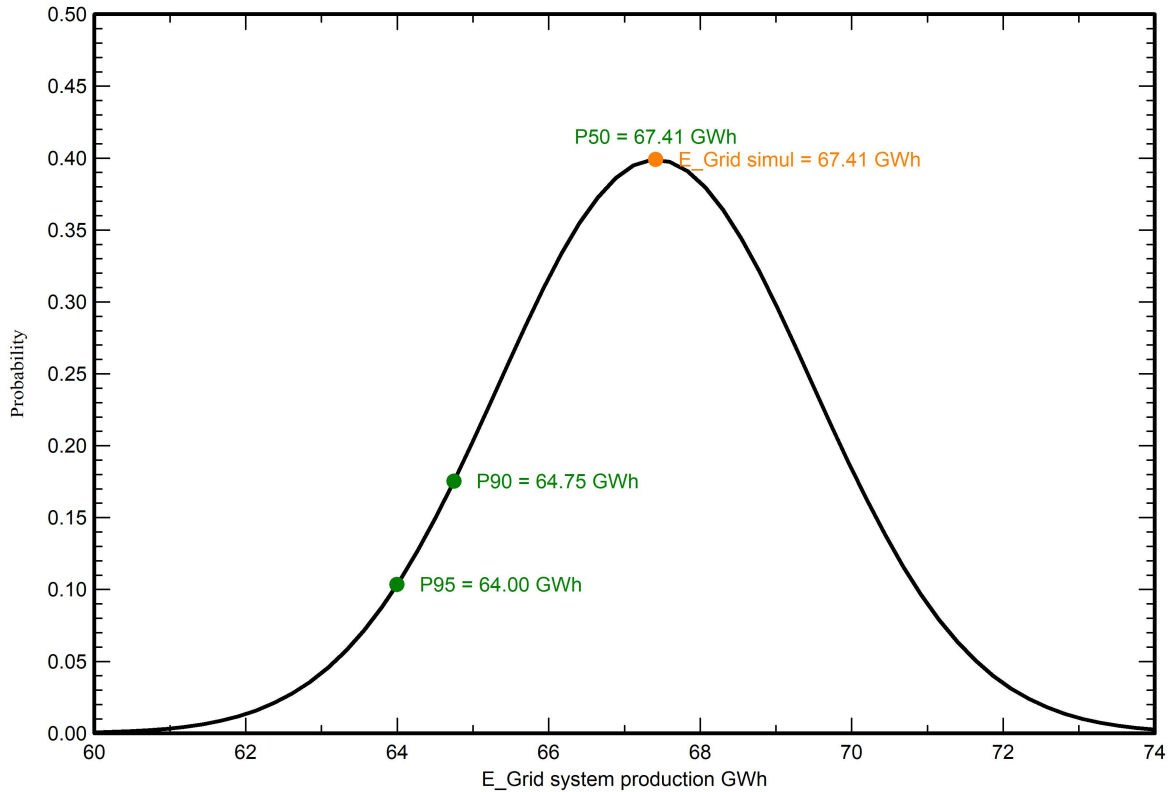
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

Annual production probability

Variability	2.08 GWh
P50	67.41 GWh
P90	64.75 GWh
P95	64.00 GWh

Probability distribution

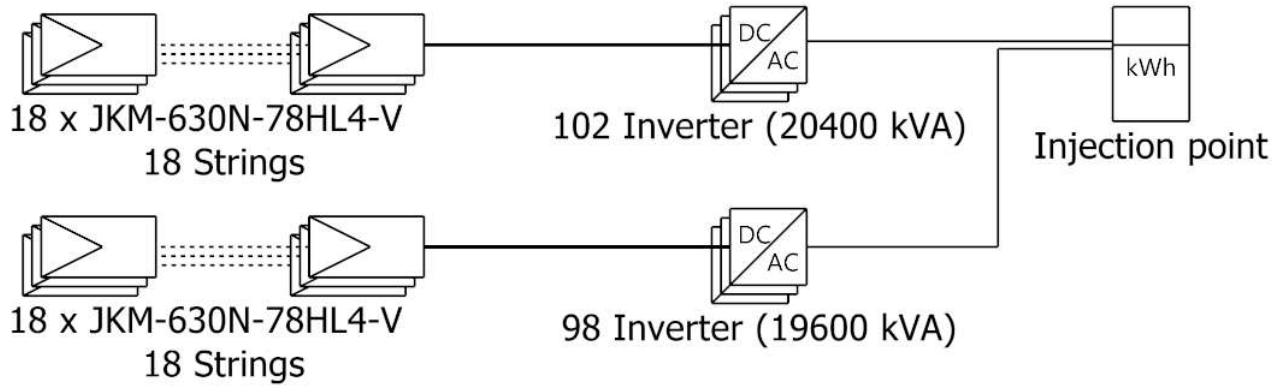




PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
27/03/23 18:32
with v7.3.2

Single-line diagram



PV module	JKM-630N-78HL4-V
Inverter	Huawei_Sun2000_215KTL_H3
String	18 x JKM-630N-78HL4-V

Agrivoltaico Monreale Servizi Tecnici Avanzati (It

VC0 : Nuova variante di simulazione

21/04/23