

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG SALVIA E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 32,12 MWp - COMUNE DI COLLESALVETTI (LI)

Proponente

EG SALVIA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI, 22 - 20122 MILANO (MI) P.IVA: 12084560965 PEC: egsalvia@pec.it

Progettazione

META STUDIO S.R.L.

VIA SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) P.IVA: 02164240687 PEC: metastudiosrl@pec.it TEL: +39/0854315000



Coordinamento e Responsabile della Progettazione

ING. DOMENICO MEMME

VIA L. SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) PEC: metastudiosrl@pec.it MAIL: d.memme@studiomemme.it
TEL: +39/0854315000 DIRECT: +39/3356390349

Collaboratori

ING. LUIGI NARDELLA *Progettazione Generale e Strutturale*
DOTT.SSA ELEONORA LAMANNA *Progettazione Ambientale e Paesaggistica*
DOTT. FIORAVENTE VERI *Progettazione Elettrica*
3E INGEGNERIA s.r.l. *Progettazione Alta Tensione*

Titolo Elaborato

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	FORMATO	DATA	SCALA
Progetto Definitivo					

Revisioni

REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
-----------	------	-------------	----------	------------	-----------

REGIONE
TOSCANA



Regione TOSCANA
Provincia di LIVORNO
Comune di COLLESALVETTI



STIMA DELLA PRODUCIBILITA'



Sommario

1. PREMESSA	3
1.1 Quadro Generale	3
2.1 Ombreggiamento	4
2.2 Albedo	4
2.3 Risultati e producibilità	5



1. PREMESSA

1.1 Quadro Generale

A livello territoriale, la provincia di Livorno presenta condizioni di irraggiamento meno favorevoli rispetto alle regioni centrali e meridionali del nostro paese ma comunque di gran lunga accettabili, mentre sono estremamente più favorevoli nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m² (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di 23,5° rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno oltre che dal giorno dell'anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all'aleatorietà delle condizioni climatiche.

Al fine di fare stime di producibilità di un impianto fotovoltaico con una accuratezza sufficiente, si può fare riferimento ai dati storici sull'irraggiamento solare e in particolare alle medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale fornite dalla Norma UNI 10349, sulla base della banca di dati di irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche, riporta i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, sono disponibili le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. Da questa andrebbe valutata la radiazione solare incidente su superficie inclinata, sono diversi i metodi di calcolo (tra i quali il più noto è quello di Liu-Jordan).

Tuttavia, questi i dati di radiazione contenuti nelle norme non sono sempre i più aggiornati ed inoltre al fine di modellizzare la producibilità energetica occorrono algoritmi di calcolo via via sempre più complessi e accurati.



2. CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7.2.8), software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall'Università di Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm.

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV, inverter, cavi e trasformatori).

2.1 Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.

Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimut solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimut, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

2.2 Albedo

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale)



della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.

Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2 (terreni con vegetazione secca).

2.3 Risultati e producibilità

La stima della producibilità è stata calcolata, come detto, con il programma PVsyst V7.2.8 ed è stata condotta per impianto su inseguitori solari mono assiali Trackers:

La producibilità complessiva è risultata, come dai rapporti seguenti pari a:

$$\mathbf{E = 56.260 \text{ MWh/anno}}$$





Version 7.2.16

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Tracking system with backtracking

System power: 32.13 MWp

IT_Collesalvetti - Italy



Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

PVsyst V7.2.16
VC2, Simulation date:
19/07/22 19:31
with v7.2.16

Enfinity Iberia SLU (Spain)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
IT_Collesalvetti		Latitude	43.63 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	10.44 °E		
		Altitude	-1 m		
		Time zone	UTC		
Meteo data					
IT_Collesalvetti					
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Astronomic calculation		Linear shadings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated			
Axis azimuth 0 °					
System information					
PV Array					
Nb. of modules	46564 units	Inverters		9 units	
Pnom total	32.13 MWp	Pnom total		31.92 MWac	
		Grid power limit		24.93 MWac	
		Grid lim. Pnom ratio		1.289	
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	56 GWh/year	Specific production	1751 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.07 %
Apparent energy	56258 MVAh				

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
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9



PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
19/07/22 19:31
with v7.2.16

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 890 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking										
PV Field Orientation		Tracking algorithm										
Orientation		Astronomic calculation										
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated										
Axis azimuth	0 °	Backtracking array										
		Nb. of trackers	613 units									
		Size										
		Tracker Spacing	11.5 m									
		Collector width	4.92 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	42.8 %									
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °									
		Backtracking strategy										
		Phi limits	+/- 64.6 °									
		Backtracking pitch	11.5 m									
		Backtracking width	4.92 m									
Models used		Near Shadings										
Transposition	Perez	Linear shadings										
Diffuse	Perez, Meteorom	User's needs										
Circumsolar	separate	Unlimited load (grid)										
Horizon		Bifacial system										
Free Horizon		Model	2D Calculation unlimited trackers									
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Tracker Spacing	11.50 m	Ground albedo average	0.16									
Tracker width	4.92 m	Bifaciality factor	80 %									
GCR	42.8 %	Rear shading factor	4.0 %									
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	3.5 %									
		Shed transparent fraction	4.0 %									
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.13	0.15	0.16	0.18	0.18	0.18	0.18	0.16	0.14	0.14	0.13	0.13	0.16
Grid Injection point		Power factor										
Grid power limitation		Cos(phi) (leading)										
Active Power	24.93 MWac	1.000										
Pnom ratio	1.289											

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	ingeteam
Model	CG7N-690TB-AG 1500V	ModelID_3Power_3825TL_C640_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	690 Wp	Unit Nom. Power	3547 kWac
Number of PV modules	46564 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	32.13 MWp	Total power	31923 kWac
Modules	1663 Strings x 28 in series	Operating voltage	909-1300 V
At operating cond. (60°C)		Pnom ratio (DC:AC)	
Pmpp	29.73 MWp	1.01	
U mpp	1016 V		
I mpp	29254 A		



PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
19/07/22 19:31
with v7.2.16

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (GTC)	32129 kWp	Total power	31923 kWac
Total	46564 modules	Number of inverters	9 units
Module area	144644 m ²	Prnom ratio	1.01

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses					
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.58 mΩ				
		Uc (const)	30.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.6 % at GTC				
		Uv (wind)	1.2 W/m ² /m/s						
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses					
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss									
Loss Fraction	0.1 %								
IAM loss factor									
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

System losses

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	4.0 W/kW
20.0 kW from Power thresh.	
Night aux. cons.	5.00 kW

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	640 Vac tri
Loss Fraction	0.82 % at GTC
Inverter: IS_3Power_3826TL_C840_IP86 [2021-12-03_up to 60°C]	
Wire section (9 Inv.)	Copper 9 x 3 x 1500 mm ²
Average wires length	76 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 300 mm ²
Length	6400 m
Loss Fraction	1.41 % at GTC

AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at GTC	
Nominal power at GTC	31588 kVA
Iron loss (night disconnect)	31.59 kW
Loss Fraction	0.10 % at GTC
Coils equivalent resistance	3 x 0.14 mΩ
Loss Fraction	1.10 % at GTC

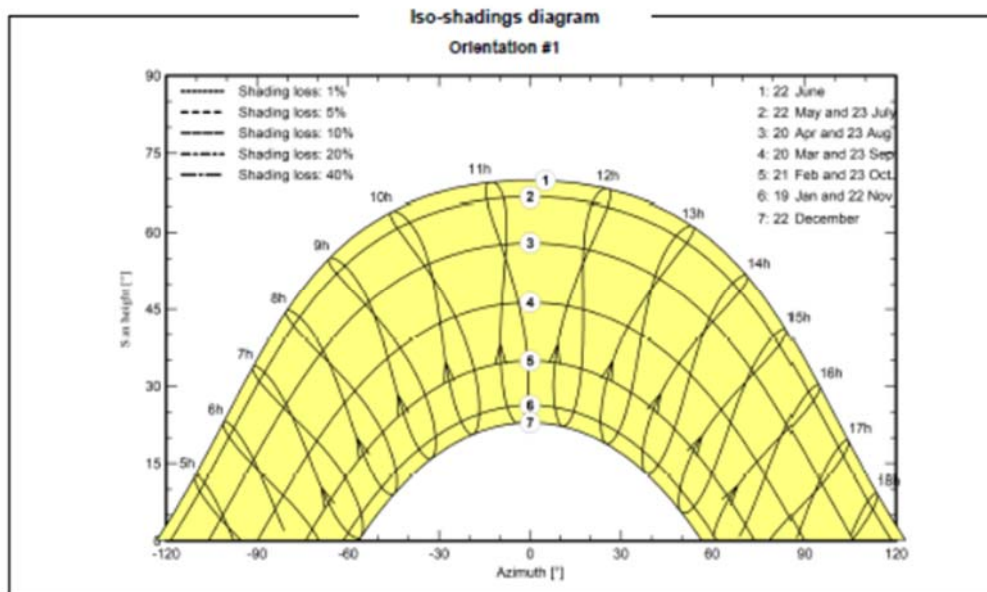
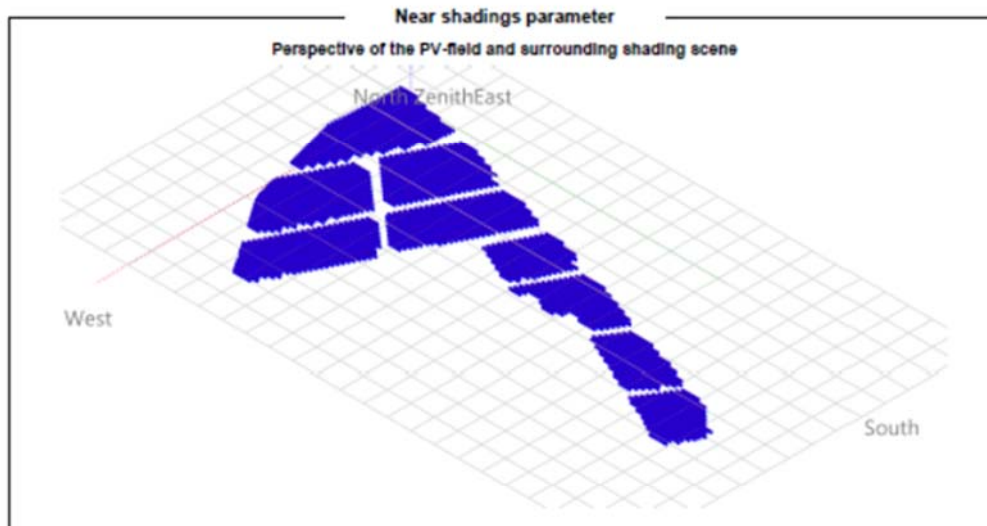


PVsyst V7.2.16
 VC2, Simulation date:
 19/07/22 19:31
 with v7.2.16

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)





PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
19/07/22 19:31
with v7.2.16

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

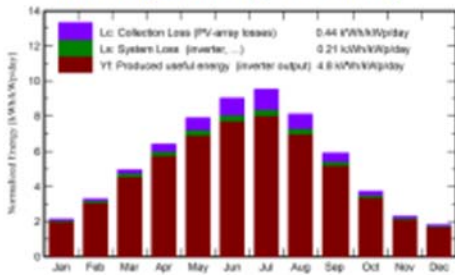
Enfinity Ibera SLU (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy (P50) 56 GWh/year Specific production (P50) 1751 kWh/kWp/year Performance Ratio PR 88.07 %
 Produced Energy (P90) 54.8 GWh/year Specific production (P90) 1705 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P95) 54.4 GWh/year Specific production (P95) 1692 kWh/kWp/year
 Apparent energy 56258 MVAh

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	50.1	23.90	9.20	66.6	64.6	2.074	1.994	0.932
February	68.7	30.70	9.50	92.5	90.1	2.885	2.774	0.934
March	117.2	50.20	11.60	154.1	150.3	4.743	4.551	0.919
April	147.8	63.60	14.30	193.1	188.5	5.807	5.557	0.896
May	189.9	78.20	18.10	244.9	239.1	7.184	6.872	0.873
June	208.4	78.70	21.90	270.8	264.8	7.780	7.440	0.855
July	222.6	74.60	24.50	295.3	288.8	8.354	7.984	0.842
August	190.1	68.10	24.80	251.3	245.7	7.261	6.950	0.861
September	135.1	55.00	21.50	177.7	173.2	5.243	5.027	0.880
October	88.9	41.60	17.80	115.9	112.9	3.503	3.366	0.904
November	52.6	26.40	13.60	69.3	67.2	2.131	2.048	0.920
December	42.4	20.20	10.19	56.8	54.9	1.763	1.695	0.929
Year	1513.8	611.20	16.46	1988.2	1940.0	58.728	56.258	0.881

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



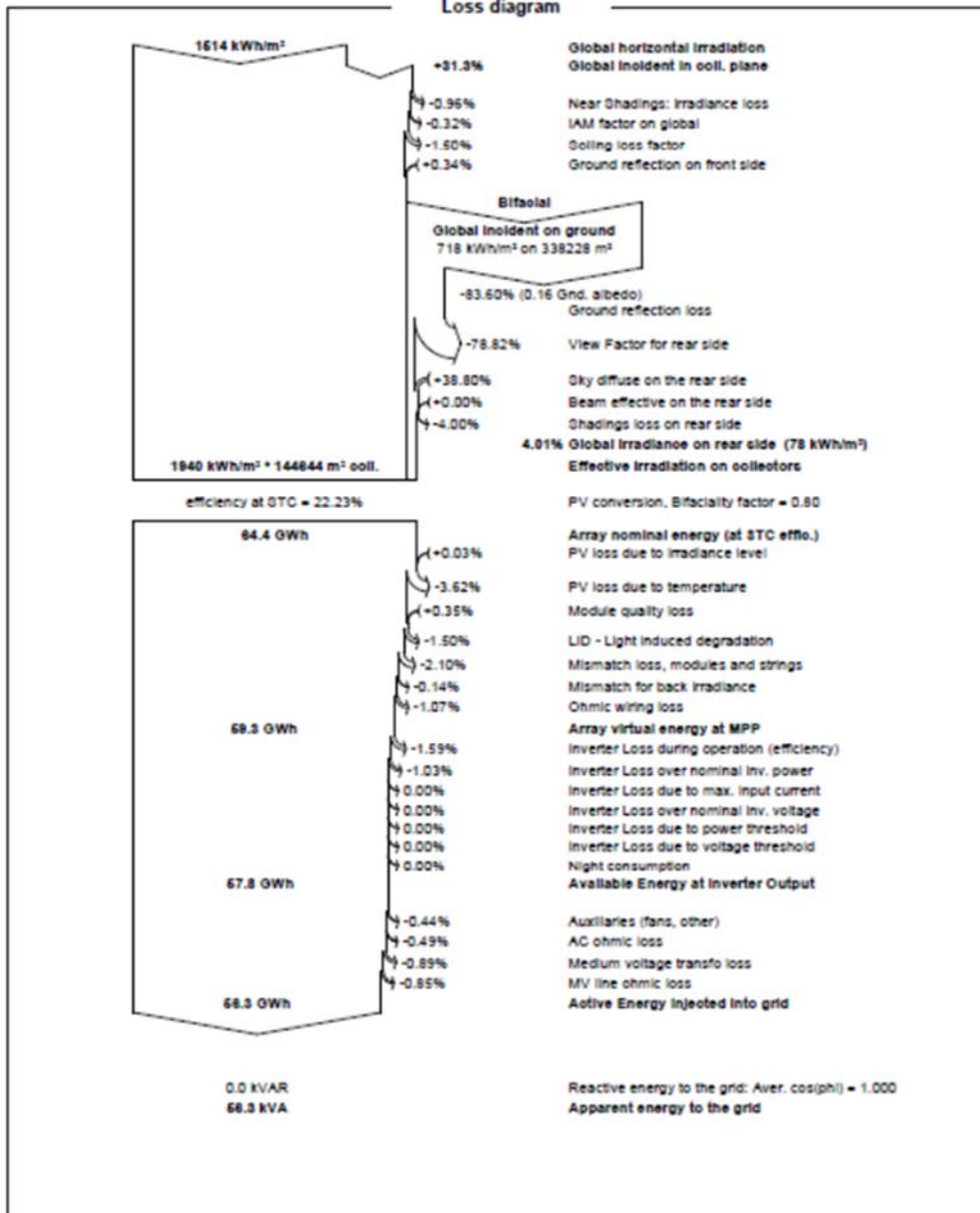
PVsyst V7.2.16
 VC2, Simulation date:
 18/07/22 19:31
 with v7.2.16

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

Loss diagram





PVsyst V7.2.16
VC2, Simulation date:
19/07/22 19:31
with v7.2.16

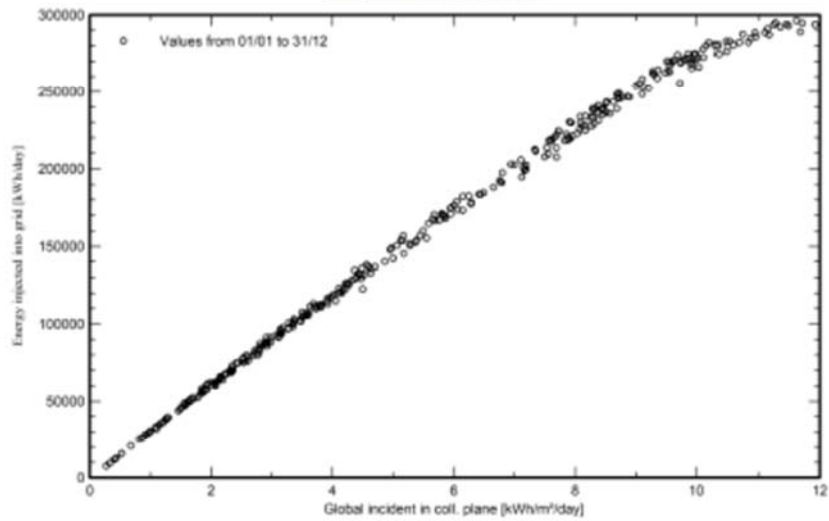
Project: Collesalveti

Variant: Collesalveti (TR2V, CSI 600 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

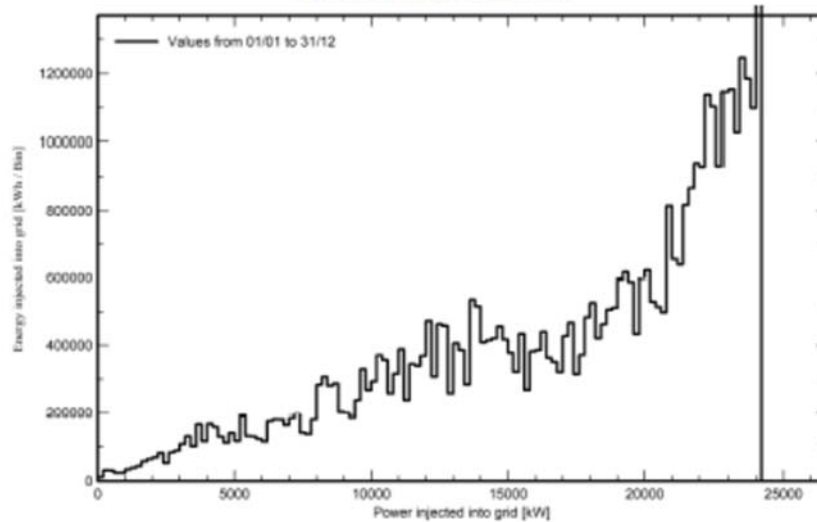
Enfinity Iberia SLU (Spain)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.2.16
VC2, Simulation date:
19/07/22 19:31
with v7.2.16

Project: Collesalveti

Variant: Collesalveti (TR2V, CSI 600 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source: SolarGIS Monthly aver., period not spec.
Kind: Monthly averages
Synthetic - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance): -1.0 %
Specified Deviation
Climate change: 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum): 2.1 %

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: 1.16 GWh
P50: 56.26 GWh
P90: 54.77 GWh
P95: 54.35 GWh

Probability distribution

