

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

POTENZA IMPIANTO 24,54 MWp
COMUNI DI GONNOSFANADIGA E GUSPINI (SU)

Proponente

EG ATLANTE SRL

VIA DEI PELLEGRINI, 22 - 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 12084630966 - PEC: egatlante@pec.it

Progettazione



Hydro Engineering s.s.
di Damiano e Mariano Galbo
via Rossotti, 39
91011 Alcamo (TP) Italy



Titolo Elaborato

(R) - Elaborati tecnico-descrittivi
9 - Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	FORMATO	SCALA
PROGETTO DEFINITIVO	IBSE713PDRti009R0	PD.R.9	A4	/

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
0	09/2022	PRIMA EMISSIONE	EG	MG	DG



COMUNE DI GONNOSFANADIGA (SU)
REGIONE SARDEGNA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	2

Storia delle revisioni del documento

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	09-2022	Prima emissione	EG	MG	DG

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	3

INDICE

1. PREMESSA	4
2. DATI GENERALI IMPIANTO	5
2.1. CONFIGURAZIONE IMPIANTO	7
2.2. MODULO FOTOVOLTAICO DI PROGETTO.....	8
3. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	11
3.1. SOFTWARE UTILIZZATO	11
3.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA	11
3.3. PERDITE DEL SISTEMA.....	12
3.3.1. <i>Perdite per ombreggiamento</i>	12
3.3.2. <i>Perdite per basso irraggiamento</i>	12
3.3.3. <i>Perdite per temperatura</i>	12
3.3.4. <i>Perdite per qualità del modulo fotovoltaico</i>	13
3.3.5. <i>Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico</i>	13
3.3.6. <i>Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici</i>	13
3.3.7. <i>Perdite ohmiche di cablaggio</i>	13
3.3.8. <i>Perdite sul sistema di conversione</i>	14
3.3.9. <i>Perdite sui circuiti in corrente alternata</i>	14
3.3.10. <i>Perdite sui trasformatori 36 kV/BT</i>	15
3.3.11. <i>Perdite sezione AT</i>	15
3.3.12. <i>Consumi ausiliari</i>	15
3.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA.....	15
4. ALLEGATO: REPORT PVSYSY	16

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDR _{egn} 002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	4

1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la società EG Atlante S.r.l. (con sede in Via dei Pellegrini 22 – 20122 Milano (MI) – P-Iva 12084630966) ha avviato un progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del tipo fotovoltaico, su un sito ricadente nel territorio dei Comuni di Guspini (SU) e Gonnosfanadiga (SU).

La società Hydro Engineering s.s. è stata incaricata di redigere il progetto definitivo ai fini autorizzativi. Il progetto definitivo consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra, interamente su strutture ad inseguimento monoassiale (trackers) su suolo agricolo da ubicarsi in Regione Sardegna e delle relative opere di connessione alla Rete a 36 kV, presso la nuova SE Terna RTN, da inserire in entra-esce alla linea 220 kV “Sulcis-Oristano” sita nel Comune di Guspini, Provincia Sud Sardegna.

L'impianto fotovoltaico ha potenza di picco pari a 24,54 MW_p (19,8 MW in immissione) e sarà composto complessivamente da n.6 aree relative a 6 Power Station dalla potenza variabile da 3,96 MW a 4,15 MW, collegati fra loro attraverso una rete di distribuzione interna a 36 kV.

Presso ciascuna area di impianto verranno realizzate le Power Station e la cabina principale di impianto (MSS – Main switch station), dalla quale si dipartono le linee di collegamento a 36 kV interrate verso il punto di consegna, ubicato in un lotto di terreno a pochi km di distanza presso la nuova Stazione Elettrica Terna.

In adiacenza a quest'ultima sarà realizzato un edificio produttore per la messa a terra, la misura e il parallelo delle linee a 36 kV.

Scopo della presente relazione è quello di illustrare il calcolo della producibilità dell'impianto, nella configurazione di impianto progettuale.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	5

2. DATI GENERALI IMPIANTO

L'impianto FV "EG ATLANTE", ubicato nel territorio dei comuni di Gonnosfanadiga (SU) e Guspini (SU), presenta le seguenti componenti principali:

- n. 41.600 moduli fotovoltaici che saranno installati su strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale (trackers) fissate al terreno attraverso pali metallici infissi;
- n. 99 string-box che hanno lo scopo di ricevere i cavi BT provenienti dalle stringhe di impianto e "parallelare" gli stessi verso gli inverter centralizzati ubicati all'interno delle power station;
- n. 6 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo hanno la duplice funzione di raccogliere l'energia elettrica in BT proveniente dalle stringhe di impianto ed elevare prima da corrente continua a corrente alternata attraverso idonei inverter in esse presenti ed elevare poi la tensione da bassa a 36 kV attraverso idoneo trasformatore BT/36kV. Le PS saranno collegate tra loro in entra-esce su tutti e due i sottocampi: Sottocampo A e Sottocampo B. Ciascun sottocampo trasporterà una potenza variabile da 12,39 a 12,16 MW e convergerà su un quadro a 36 kV verso la cabina di distribuzione MSS (Main switch station). Alle Power Station saranno convogliati i cavi provenienti dagli string box di impianto, che raccolgono a loro volta, i cavi provenienti dalle stringhe dei moduli fotovoltaici. In adiacenza a ciascuna PS saranno installati n. 6 container da utilizzare, ad oggi, come deposito con la possibilità di inserire, un domani, rack di batterie per futuri sviluppi di storage;
- una cabina principale di impianto (MSS – Main Switch Station), per la connessione e la distribuzione, nella quale verranno convogliate le linee a 36 kV relative ai due sottocampi di impianto A e B. All'interno della MSS avverranno le misure per mezzo di idonei quadri di misura e l'uscita verso il punto di consegna presso la nuova SE Terna di progetto 220/150 kV "Guspini". Una porzione della MSS sarà adibita a uffici e sarà adibita a locale "Control Room";
- una linea interrata a 36 kV di collegamento fra la cabina MSS e il punto di consegna, individuato nella Stazione elettrica Terna di futura realizzazione in entra-esce sulla linea 220kv "Sulcis-Oristano". La connessione a 36 kV non rende necessaria la realizzazione di una sottostazione elettrica; il cavo entrerà direttamente all'interno della SE Terna dove avverrà l'innalzamento a 220 kV e la distribuzione da parte dell'ente gestore Nazionale. In adiacenza alla SE verrà realizzato un edificio produttore che consentirà la messa a terra della linea, la misura e il convogliamento in SE.
- n. 2 Container denominati "AUX" da utilizzare, ad oggi, come deposito con la

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	6

possibilità di inserire, un domani, rack di batterie per futuri sviluppi di storage.

L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e da un sistema di accumulo ad esso connesso (sola predisposizione).

Da quanto progettato discendono i seguenti dati:

Elementi fisici impianto	Superficie impegnata [m ²]	Superficie impegnata [ha]	Incidenza percentuale
Proprietà	416.328,7	41,6	100,0%
Fascia di mitigazione a verde perimetrale	20.618,5	2,06	4,95%
Viabilità di servizio	14.219,06	1,42	3,42%
Area occupata da pannelli	124.784,4	12,48	29,97%
Cabine elettriche	513,49	0,05	0,12%
Corridoi tra pannelli	256.193,3	25,62	62%

Il grafico che segue indica l'incidenza percentuale di ciascuna delle superfici su riportate sul totale di 41,6 ha.

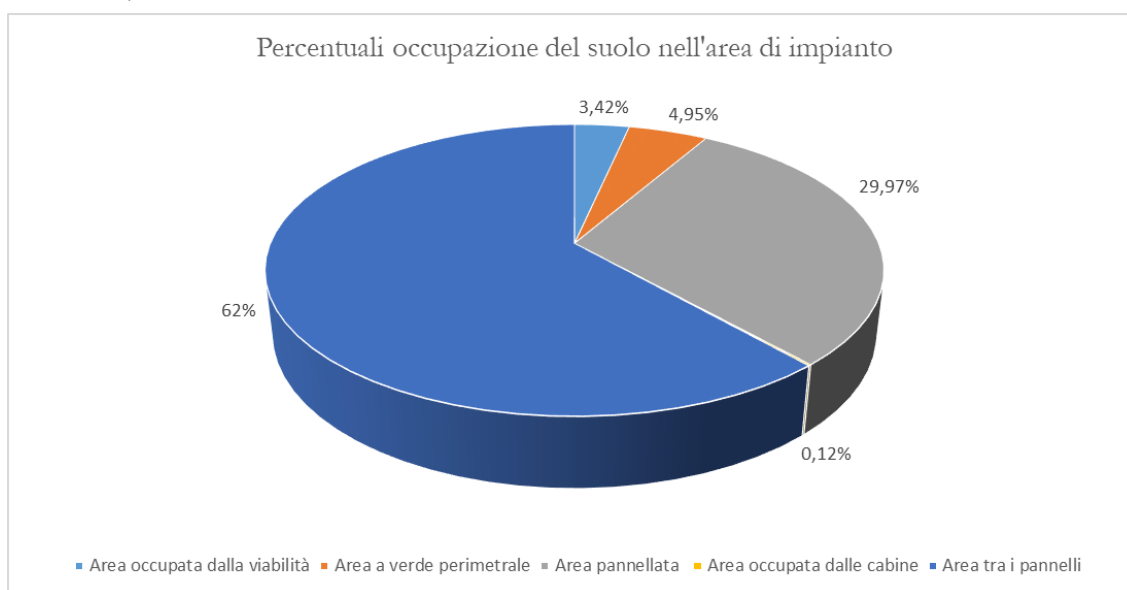


Figura 1 - Grafico che mostra l'incidenza percentuale della copertura di suolo sul totale disponibile

Come anticipato in premessa, ai fini della connessione alla rete di distribuzione dell'impianto in progetto, la società promotrice ha richiesto e ottenuto dal distributore apposito preventivo di connessione identificato con codice pratica 202101838, condizionato all'autorizzazione, contestualmente alle opere di cui al presente progetto, delle opere necessarie per la connessione alla rete. La connessione avverrà attraverso la Stazione Elettrica di futura realizzazione 220/150 kV "Guspini" da inserire in entra-esce sulla linea "Sulcis-Oristano" (di cui è promotrice e capofila altra società).

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRr _{egn} 002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	7

Tali opere di rete, rientrando negli interventi di adeguamento e/o sviluppo della rete di distribuzione e/o della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), risultano essere **Opere di Pubblica Utilità**. Come indicato ai sensi dall'art. 1 octies della L. n.129/2010, esse costituiscono un unicum dal punto di vista funzionale con il progetto dell'impianto fotovoltaico in esame, e pertanto dovranno essere autorizzate in uno con lo stesso impianto fotovoltaico, ai sensi del D.Lgs. 387/03, art. 12 commi 3 e 4bis. L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto; per dati di tecnici maggior dettaglio si rimanda a tutti i relativi elaborati specialistici.

2.1. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica e sarà pertanto collegato alla rete elettrica di trasmissione nazionale RTN. L'impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee in uscita dagli inverter centralizzati, le quali vengono convogliate verso appositi quadri nei locali di cabina (PS), dove avverrà la trasformazione BT/36kV. La linea in uscita dai trasformatori BT/36kV di ciascuna area di impianto verrà, quindi, vettoriata verso la main switch station (MSS), dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione in alta tensione, presso la Stazione Elettrica di futura realizzazione a 220150 kV "Guspini" da inserire in entrata sulla linea "Sulcis-Oristano" (di cui è promotrice e capofila altra società).

Come già rappresentato nelle premesse, il generatore fotovoltaico è costituito da un totale di n.6 Power Station, di potenza variabile come di seguito rappresentato:

Area	Sottocampo	Potenza (KW)
Gonnosfanadiga	PS1	4,08
	PS2	4,15
	PS3	4,15
	PS4	4,11
	PS5	4,08
	PS6	3,97
Totale		24,54

Tabella 1 - Suddivisione in PS impianto FV

I moduli verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato, del tipo ad inseguimento monoassiale, fondate su pali infissi e/o trivellati nel terreno.

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale complessiva pari a **24.544,00 kW_p**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m²,

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	8

con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme EN 60904-3.

Il generatore è composto complessivamente da 41.600 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 32 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da inverter modulari centralizzati presenti nelle Power Station.

L'impianto nel suo complesso sarà quindi suddiviso in 6 distinte aree di potenza variabile; le stringhe di ogni campo verranno attestate a gruppi presso degli appositi String Box (in numero complessivo di 99), dove avviene il parallelo delle stringhe e il monitoraggio dei dati elettrici.

Da tali string box si dipartono le linee di collegamento verso le Power station, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

La tabella che segue mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in campi, con i dati relativi al numero di stringhe e alla potenza nominale in c.c.

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]
PS1	A	12	13	156	6912	4078,08
		5	12	60		
PS2	B	16	13	208	7040	4153,6
		1	12	12		
PS3	B	16	13	208	7040	4153,6
		1	12	12		
PS4	C	10	14	140	6976	4115,84
		6	13	78		
PS5	D	8	14	112	6912	4078,08
		8	13	104		
PS6	E	2	14	28	6720	3964,8
		14	13	182		
TOTALI		99		1300	41600	24544

Tabella 2 - Dettaglio dimensionamento impianto

Coerentemente con la distribuzione delle aree e le suddivisioni per gruppi di stringhe, sono state individuate differenti configurazioni per le sezioni degli inverter, delle quali si dà dettaglio negli elaborati grafici di progetto.

2.2. MODULO FOTOVOLTAICO DI PROGETTO

I moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta dei moduli bifacciali Trina Solar, modello TSM-DEG20C.20. Il modulo è composto da (120) celle, la cui potenza di picco è pari a 590Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 32.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	9

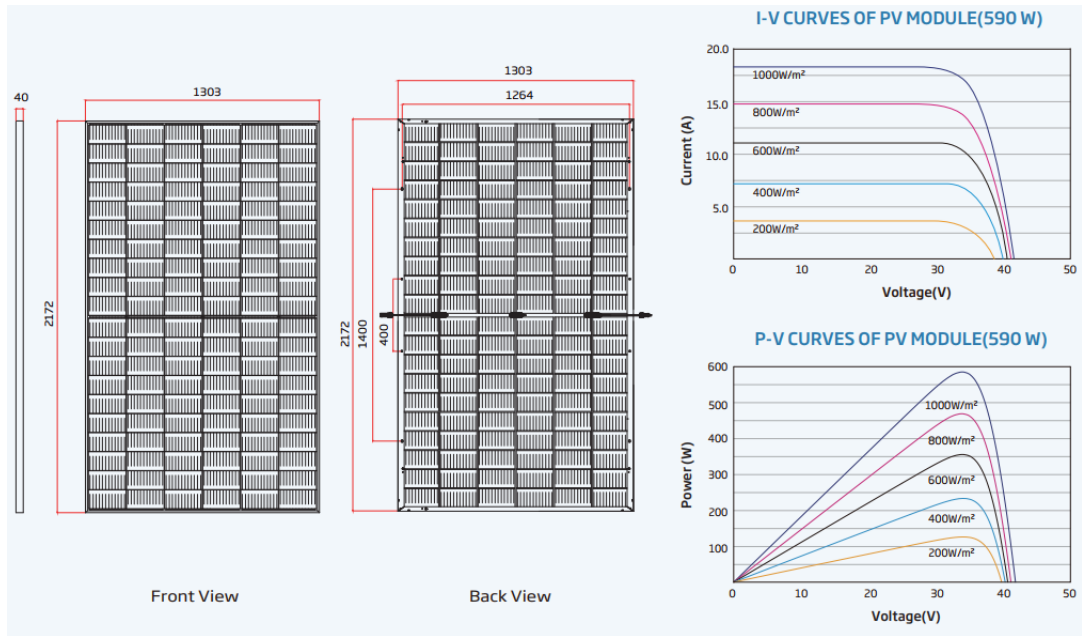


Figura 2 – Dati dimensionali modulo fotovoltaico

Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet. Per la descrizione dettagliata e le certificazioni si rimanda alla relazione tecnica impianti.

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

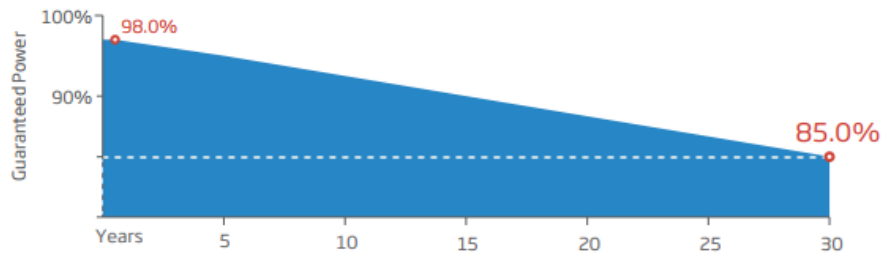


Figura 3 – Prestazioni garantite modulo fotovoltaico bifacciale

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	10

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 6B rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces

Figura 4 – Dati tecnici modulo fotovoltaico

I moduli previsti sono bifacciali ed hanno una potenza nominale di 590 W_p, per un numero complessivo di moduli, pari a 41.600 (pitch 10,5 valutato come interasse due tracker adiacenti), consentendo così di raggiungere una potenza nominale di picco del campo fotovoltaici pari a 24.544 kW.

La particolare caratteristica dei moduli bifacciali è quella di essere in grado di captare l'energia solare riflessa sulla faccia posteriore delle celle, aumentando così la capacità di produzione dei moduli (efficienza del modulo di progetto pari a 21,2%).

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate, in modo tale da garantire o l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura (al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria. Per i dettagli della struttura di sostegno si rimanda al paragrafo relativo.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	11

3. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

3.1. SOFTWARE UTILIZZATO

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

3.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

Il sito di installazione appartiene ad un'area che dispone di dati climatici storici riportati in diversi database. Il database internazionale MeteoNorm 8.0 rende disponibili i dati meteorologici per la località di Gonnosfanadiga/Guspini (SU): l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito. In particolare sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati rispetto a quelli utilizzati in progetto definitivo.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

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	63.1	29.60	10.30	83.6	80.0	1.964	1.893	0.923
February	81.9	36.20	10.40	107.0	102.8	2.513	2.417	0.921
March	132.5	54.00	12.40	173.8	167.6	4.021	3.858	0.904
April	159.7	66.00	14.90	203.9	196.8	4.646	4.450	0.889
May	199.9	76.50	18.80	256.8	248.4	5.708	5.465	0.867
June	225.1	73.00	23.00	295.6	286.6	6.408	6.127	0.844
July	236.4	70.60	25.60	311.4	302.1	6.639	6.348	0.830
August	206.1	66.10	25.80	272.4	264.0	5.928	5.677	0.849
September	147.5	58.80	22.40	192.7	186.0	4.284	4.110	0.869
October	109.5	47.40	19.10	142.0	136.6	3.227	3.104	0.891
November	66.7	32.70	14.60	86.6	82.9	2.002	1.930	0.908
December	55.6	27.40	11.50	71.2	68.0	1.661	1.601	0.916
Year	1684.0	638.30	17.44	2197.0	2121.7	49.002	46.980	0.871

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		

Figura 5 - Dati metereologici (fonte Meteonorm 8.0 agg. 2022)

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	12

3.3. PERDITE DEL SISTEMA

Di seguito si da dettaglio delle perdite del sistema, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

3.3.1. 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 invernali.

Grazie all'utilizzo di strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale, dotate di sistema di **"backtracking"**, tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a pari a -2,01%.

3.3.2. 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 è l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m².

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito si riporta, 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 +0.02%.

3.3.3. 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. In sede di progetto definitivo è stata effettuata una valutazione di tale parametro, sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm 8.0), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione della temperatura), ottenendo un valore di calcolo pari a -4,69%.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	13

3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. 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 tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,75% (guadagno).

3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e quindi fra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale dei quadri stringbox, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, fanno sì che le differenze di prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra risultino minimizzati, potendo così calcolare tale perdita ad un valore pari a -2,1%.

3.3.6. Degrado 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 con un degrado costante negli anni seguenti.

La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 98% e un decadimento annuo successivo massimo del 0,45% per i 30 anni successivi.

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty

30 year Power Warranty

2% first year degradation

0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

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 -0,45%.

3.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio.

Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT e 36 kV, grazie all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	14

all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a -0,5%.

3.3.8. Perdite sul sistema di conversione

Sono dovute alla curva di efficienza degli inverter in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato, marca e dallo schema di trasformazione.

Secondo i calcoli delle perdite di rete con il software PVSystem, imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter in progetto, le perdite sono state calcolate pari al -1,58%.

3.3.9. Perdite sui circuiti in corrente alternata

In questa voce vanno considerate due componenti:

Perdite circuiti in corrente alternata in BT

Data la prossimità tra inverter e trasformatore queste perdite sono considerate trascurabili.

Perdite circuiti in corrente alternata in 36 kV interne all'impianto

Secondo lo schema unifilare di progetto e la disposizione planimetrica delle cabine PS e MTR, sono state calcolate le perdite della rete 36 kV.

Perdite circuiti in corrente alternata in 36 kV di collegamento alla SE

Secondo lo schema unifilare di progetto e il tracciato dell'elettrodotta di collegamento fra la MSS e la SE, sono state calcolate le perdite della rete 36 kV.

Di seguito il calcolo dettagliato.

LINEA	TRATTA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm ²]	Lunghezza cavo [m]	Potenza di picco [MWp]	Δp %	Δp kW
SOTTOCAMPO A	PS1 - PS2	PS1	PS2	3x1x185	640,00	4,08	0,05%	1,925
	PS2 - PS3	PS2	PS3	3x1x240	345,00	8,23	0,04%	3,226
	PS3 - MSS	PS3	MSS	3x1x500	210,00	12,39	0,02%	2,181
SOTTOCAMPO B	PS4 - PS6	PS4	PS6	3x1x185	750,00	4,12	0,06%	2,297
	PS6 - PS5	PS6	PS5	3x1x240	405,00	8,08	0,05%	3,649
	PS5 - MSS	PS5	MSS	3x1x500	170,00	12,16	0,01%	1,701
LINEA MSS-EDIFICIO PROD.	MSS - Edificio Produttore	MSS	ED. PROD.	3x1x630	5960,00	12,27	0,39%	48,461
		MSS	ED. PROD.	3x1x630	5960,00	12,27	0,39%	48,461
EDIFICIO PROD. SE TERNA	Edificio produttore SE Tema	ED. PROD.	SE TERNA	3x1x630	175,00	12,27	0,01%	1,423
		ED. PROD.	SE TERNA	3x1x630	175,00	12,27	0,01%	1,423
POTENZA COMPLESSIVA						24,544		114,747
								0,47%

Il parametro di perdite sui circuiti in corrente alternata è assunto pari a -0,47%.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRr _{egn} 002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	15

3.3.10. Perdite sui trasformatori 36 kV/BT

Sulla base delle considerazioni effettuate al paragrafo precedente, ai fini del calcolo, pertanto, il parametro di perdite sui trasformatori 36 kV/BT è stato calcolato pari a -0,92%.

3.3.11. Perdite sezione AT

Ai fini della presente relazione non si terrà conto delle perdite sulla sezione AT di impianto, potendosi queste considerare di poca rilevanza rispetto alle altre perdite si qui calcolate. Ad ogni buon fine, tali perdite saranno calcolate con dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

3.3.12. Consumi ausiliari

Si stima una perdita sul totale della produzione pari a circa il -0,4%.

3.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSystem.

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la **produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 46.980 MWh/anno.**

Considerata la potenza nominale dell'impianto, pari a 24,544 MW_p, si ha una produzione specifica pari a 1.914 (kWh/KW_p)/anno.

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 87,13%.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.2 – IBSE713PDRrgn002R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO	16

4. ALLEGATO: REPORT PVSYST

COMMITTENTE



PROGETTISTA



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Guspini

Variant: 20220912 Guspini 590W 10.5m 2VT 24.5MWp 1914kWh

Tracking system with backtracking

System power: 24.54 MWp

IT_Guspini - Italy

Author

Enfinity Iberia SLU (Spain)



Project: Guspini

Variant: 20220912 Guspini 590W 10.5m 2VT 24.5MWp 1914kWh

Enfinity Iberia SLU (Spain)

PVsyst V7.2.18

VC9, Simulation date:
12/09/22 09:38
with v7.2.18

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
IT_Guspini	Italy	Latitude	39.53 °N	Albedo	0.20
		Longitude	8.67 °E		
		Altitude	116 m		
		Time zone	UTC		
Meteo data					
IT_Guspini					
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking		Near Shadings	
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Linear shadings	
Orientation		Astronomic calculation			
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated			
Axis azimuth		0 °			
System information					
PV Array					
Nb. of modules	41600 units	Inverters		Nb. of units	
Pnom total	24.54 MWp			6 units	
				Pnom total	
				21.28 MWac	
				Grid power limit	
				19.80 MVA	
				Grid lim. Pnom ratio	
				1.240	
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	47 GWh/year	Specific production	1914 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.13 %
Apparent energy	47476 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



Project: Guspini

Variant: 20220912 Guspini 590W 10.5m 2VT 24.5MWp 1914kWh

PVsyst V7.2.18

VC9, Simulation date:
12/09/22 09:38
with v7.2.18

Enfinity Iberia SLU (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 10.50 m
Tracker width 4.49 m
GCR 42.8 %
Axis height above ground 2.50 m

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings

Backtracking array

Nb. of trackers 650 units

Sizes

Tracker Spacing 10.5 m
Collector width 4.49 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 42.8 %
Phi min / max. +/- 60.0 °

Backtracking strategy

Phi limits +/- 64.5 °
Backtracking pitch 10.5 m
Backtracking width 4.49 m

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.17
Bifaciality factor 70 %
Rear shading factor 4.0 %
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
0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.20	0.17	0.16	0.14	0.14	0.17

Grid injection point

Grid power limitation

Apparent power 19.80 MVA
Pnom ratio 1.240

Power factor

Cos(phi) (lagging) 0.990

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Trina Solar
Model TSM-590DEG20C.20
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 590 Wp
Number of PV modules 41600 units
Nominal (STC) 24.54 MWp
Modules 1300 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 22.46 MWp
U mpp 990 V
I mpp 22689 A

Inverter

Manufacturer Ingeteam
ModelS_3Power_3825TL_C640_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 3547 kVA
Number of inverters 6 units
Total power 21282 kVA
Operating voltage 909-1300 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.15

**PVsyst V7.2.18**

VC9, Simulation date:
12/09/22 09:38
with v7.2.18

Enfinity Iberia SLU (Spain)

PV Array Characteristics**Total PV power**

Nominal (STC) 24544 kWp
Total 41600 modules
Module area 117733 m²
Cell area 110074 m²

Total inverter power

Total power 21282 kVA
Number of inverters 6 units
Pnom ratio 1.15

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 30.0 W/m²K
Uv (wind) 1.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.67 mΩ
Loss Fraction 1.4 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

System losses**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 640 Vac tri
Loss Fraction 0.80 % at STC

Inverter: IS_3Power_3825TL_C640_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]

Wire section (6 Inv.) Copper 6 x 3 x 2000 mm²
Average wires length 85 m

MV line up to Injection

MV Voltage 36 kV
Wires Alu 3 x 300 mm²
Length 6130 m
Loss Fraction 1.22 % at STC

AC losses in transformers**MV transfo**

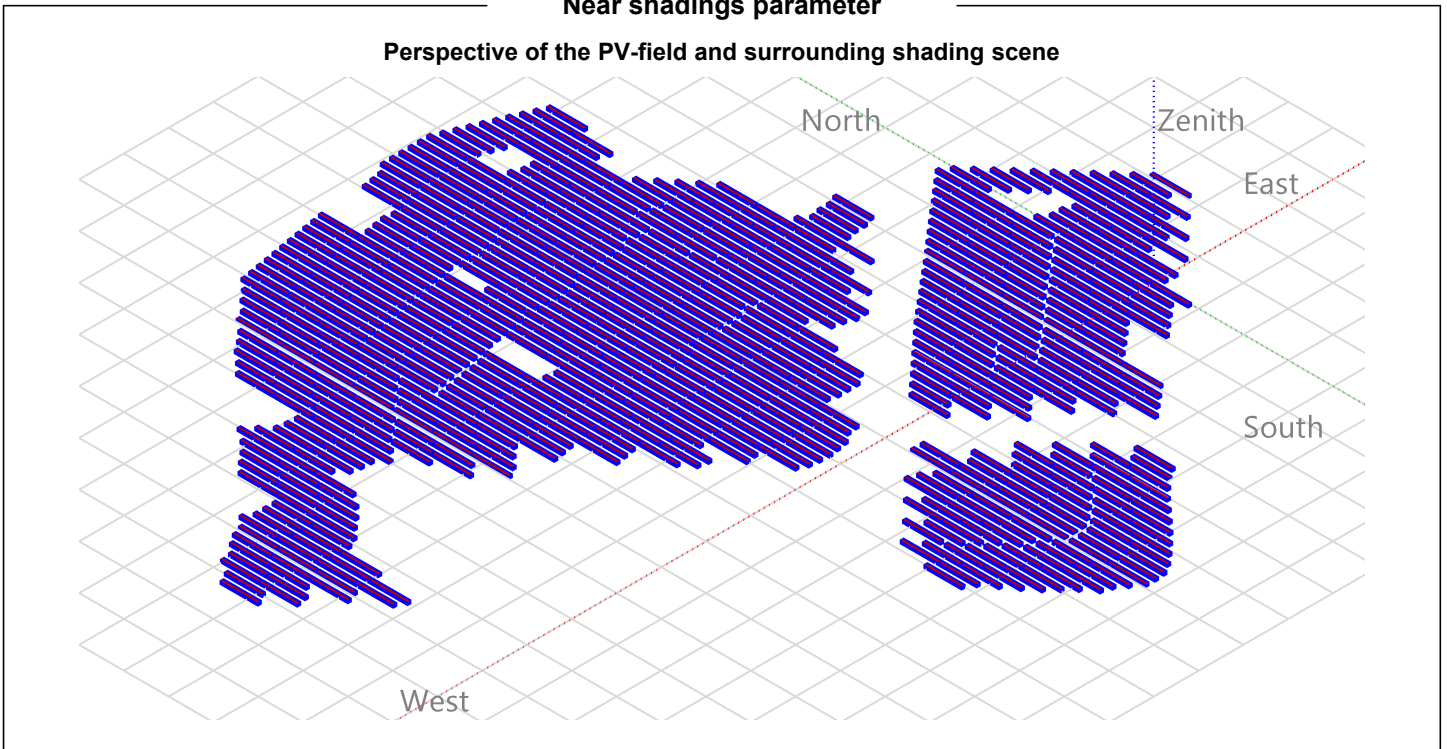
Grid voltage 36 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 24124 kVA
Iron loss (night disconnect) 24.12 kW
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.19 mΩ
Loss Fraction 1.10 % at STC

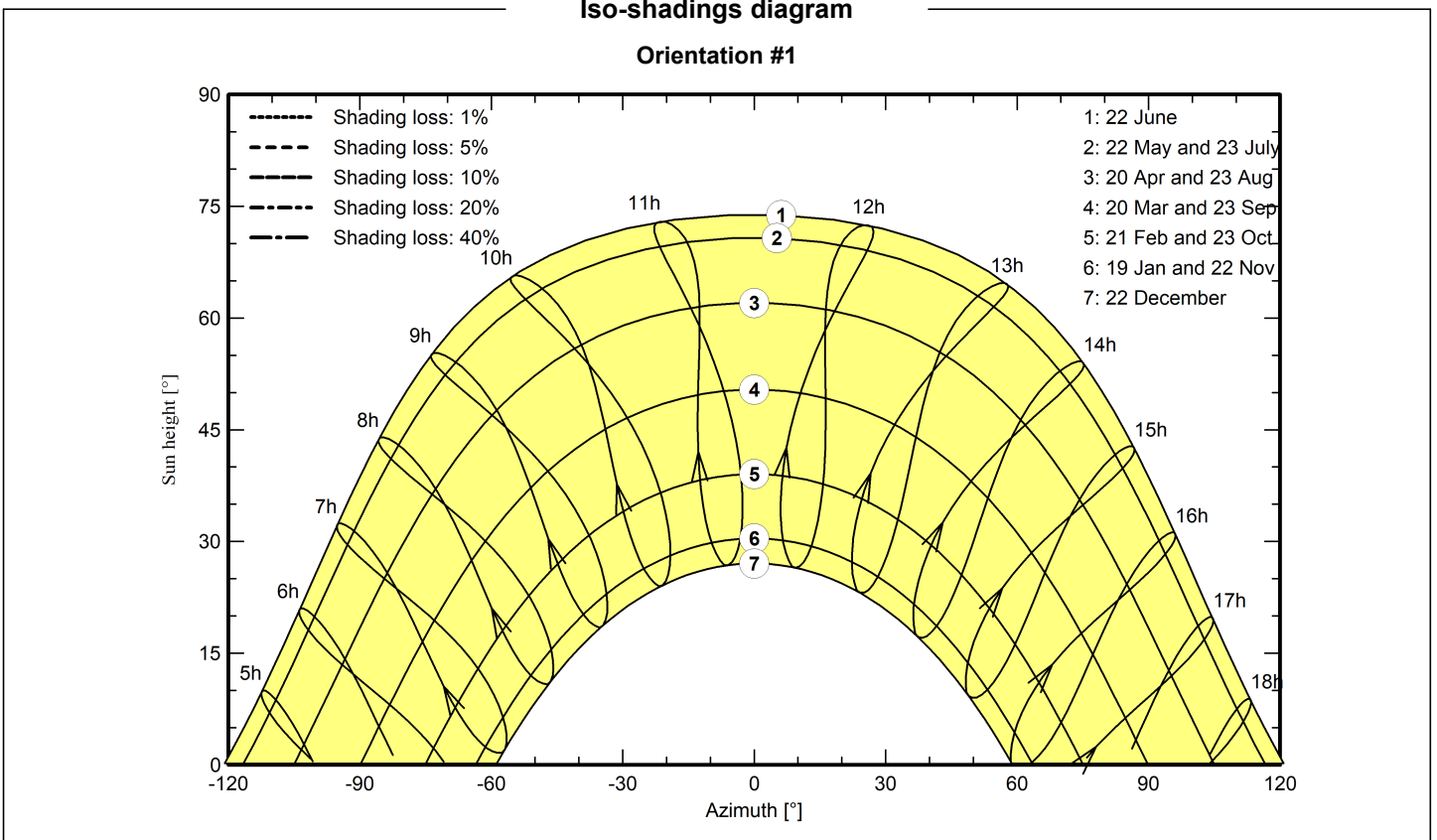


Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Guspini

Variant: 20220912 Guspini 590W 10.5m 2VT 24.5MWp 1914kWh

PVsyst V7.2.18

VC9, Simulation date:
12/09/22 09:38
with v7.2.18

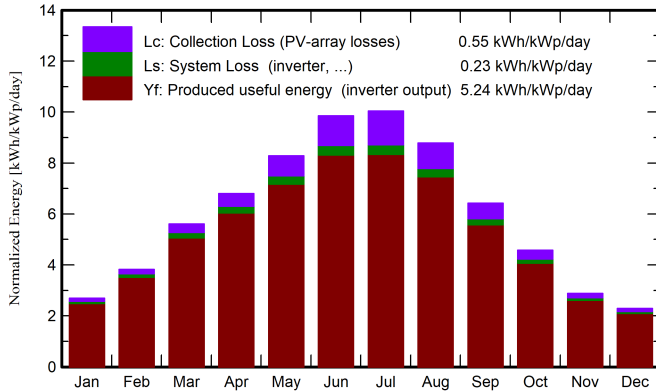
Enfinity Iberia SLU (Spain)

Main results

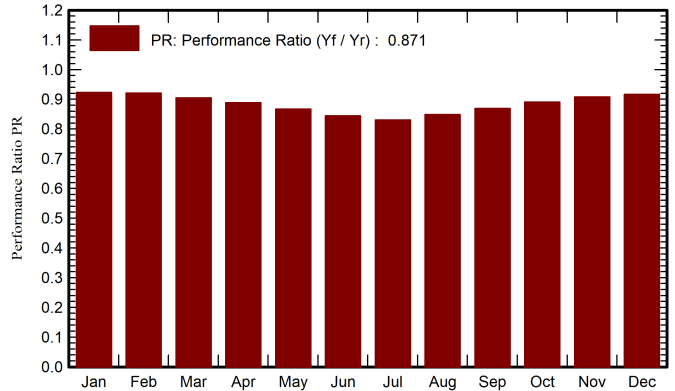
System Production

Produced Energy	47 GWh/year	Specific production	1914 kWh/kWp/year
Apparent energy	47476 MVAh	Performance Ratio PR	87.13 %

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	63.1	29.60	10.30	83.6	80.0	1.964	1.893	0.923
February	81.9	36.20	10.40	107.0	102.8	2.513	2.417	0.921
March	132.5	54.00	12.40	173.8	167.6	4.021	3.858	0.904
April	159.7	66.00	14.90	203.9	196.8	4.646	4.450	0.889
May	199.9	76.50	18.80	256.8	248.4	5.708	5.465	0.867
June	225.1	73.00	23.00	295.6	286.6	6.408	6.127	0.844
July	236.4	70.60	25.60	311.4	302.1	6.639	6.348	0.830
August	206.1	66.10	25.80	272.4	264.0	5.928	5.677	0.849
September	147.5	58.80	22.40	192.7	186.0	4.284	4.110	0.869
October	109.5	47.40	19.10	142.0	136.6	3.227	3.104	0.891
November	66.7	32.70	14.60	86.6	82.9	2.002	1.930	0.908
December	55.6	27.40	11.50	71.2	68.0	1.661	1.601	0.916
Year	1684.0	638.30	17.44	2197.0	2121.7	49.002	46.980	0.871

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		

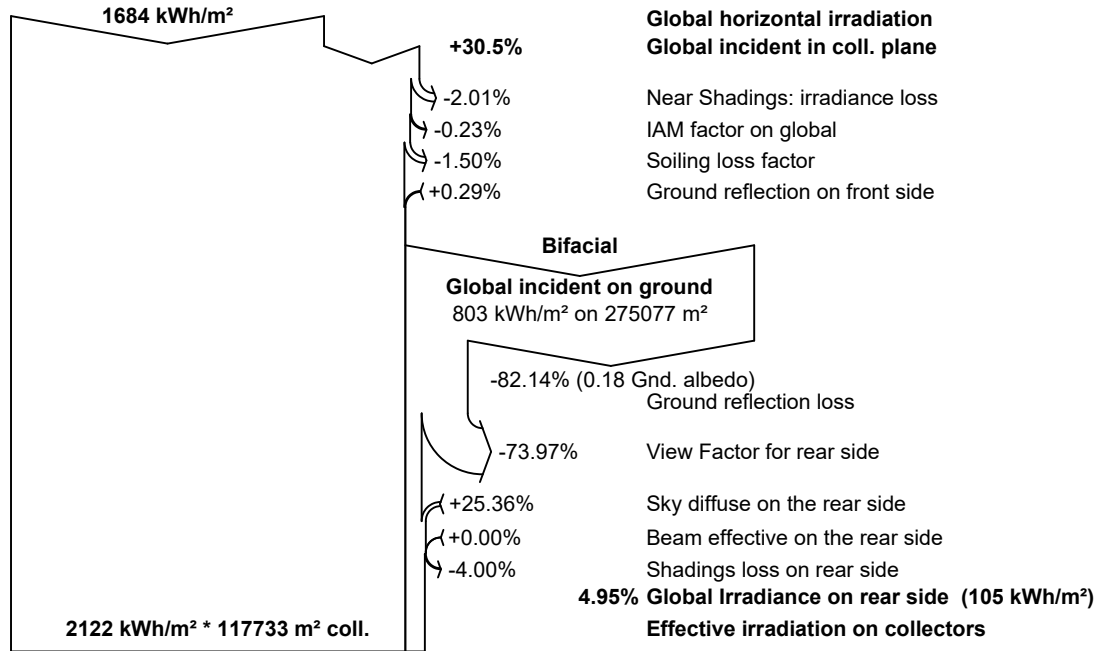


PVsyst V7.2.18

VC9, Simulation date:
12/09/22 09:38
with v7.2.18

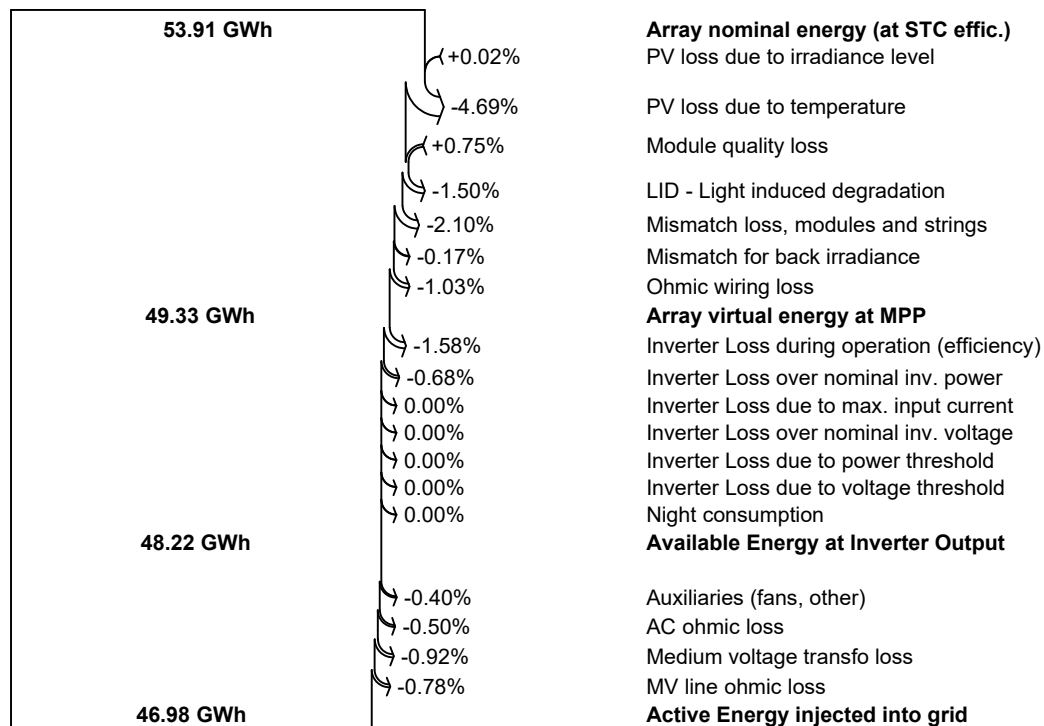
Enfinity Iberia SLU (Spain)

Loss diagram



efficiency at STC = 20.86%

PV conversion, Bifaciality factor = 0.70



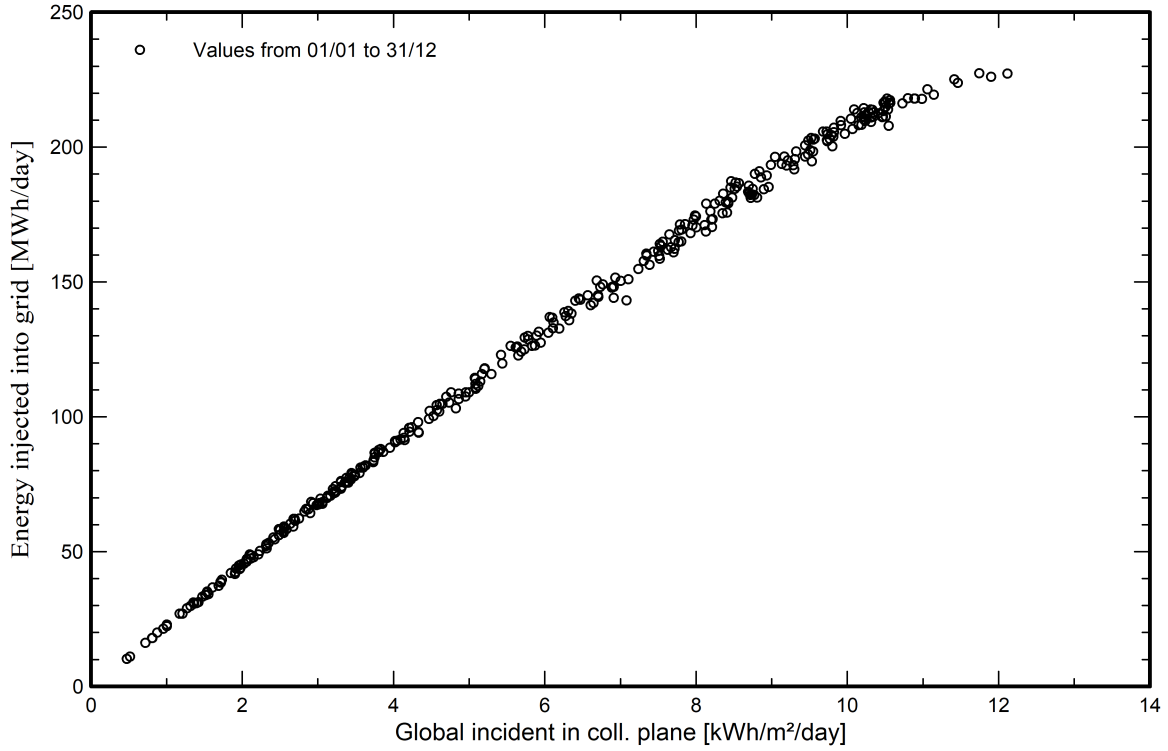
6.85 kVAR
47.48 kVA

Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 0.990
Apparent energy to the grid



Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

