

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: Santa Maria New

Variante: Santa Maria 16 PT

Sistema no solo (fiadas) num terreno

Potência sistema: 2352 kWp

Santa Maria New - Portugal

Author

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)



Projeto: Santa Maria New

Variante: Santa Maria 16 PT

PVsyst V8.0.13

VCf, Data da simulação: 29/08/25 12:00
com V8.0.13

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)

Resumo do projeto

Localização geográfica

Santa Maria New
Portugal

Localização

Latitude 36.97 °(N)
Longitude -25.15 °(W)
Altitude 136 m
Fuso horário UTC-1

Parâmetros projeto

Albedo 0.25

Dados meteorológicos

Santa Maria New
PVGIS api TMY

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Simulação do ano número 1

Sistema no solo (fiadas) num terreno

Orientação #1

Plano fixo

Inclinação/Azimute 30 / 0 °

Sombras próximas

Sombras lineares : rápido (tabela)

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos

3360 unidades

Pnom total

2352 kWp

Inversores

Número de unidades

1 unidade

Potência total

2667 kWca

Lim. potência rede

2000 kWca

Rácio Pnom lim. rede

1.176

Resumo dos resultados

Energia produzida 3432002 kWh/ano

Produção específica 1459 kWh/kWp/ano

Índice de perf. PR 84.10 %

Rácio de perf. bifacial 80.12 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	5
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos predefinidos	8
Avaliação P50 – P90	9
Diagrama unifilar	10



Projeto: Santa Maria New

Variante: Santa Maria 16 PT

PVsyst V8.0.13

VCf, Data da simulação: 29/08/25 12:00
com V8.0.13

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Orientação #1

Plano fixo

Inclinação/Azimute 30 / 0 °

Modelos utilizados

Transposição Perez

Difuso Importado

Cicumsolar separado

Definições do sistema bifacial

Orientação #1

Sistema bifacial

Modelo Modelo 2D com sheds ilimitados

Geometria do modelo bifacial

Esp. entre sheds 8.00 m
Largura dos sheds 4.79 m
Ângulo de perfil limite 31.9 °
GCR 59.8 %
Altura acima do solo 1.50 m
Nr. de sheds 129 unidades

Definições para modelo bifacial

Albedo do solo 0.25
Fator de bifacialidade 80 %
Fator sombras posterior 5.0 %
Perd. mismat. lado an 10.0 %
Fração transparente do shed 0.0 %

Limitação de potência da rede

Potência ativa 2000 kWca
Rácio Pnom 1.176
Limite aplicado ao nível do inversor

Sistema no solo (fiadas) num terreno

Configuração dos sheds

Nr. de sheds 129 unidades

Conjunto de fiadas

Ângulo limite das sombras

Ângulo de perfil limite 31.9 °

Horizonte

Sem horizonte

Dimensões

Esp. entre sheds 8.00 m

Largura módulos 4.79 m

GCR médio 59.8 %

Sombras próximas

Sombras lineares : rápido (tabela)

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante AE Solar
Modelo AE 700TME-132BDS
(Base de dados original do PVsyst)
Potência unitária 700 Wp
Número de módulos FV 3360 unidades
Nominal (STC) 2352 kWp
Módulos 120 string x 28 Em série
Em condições de func. (50°C)
Pmpp 2199 kWp
Ump 1098 V
I mpp 2003 A

Potência FV total

Nominal (STC) 2352 kWp
Total 3360 módulos
Superfície módulos 10425 m²

Inversor

Fabricante SMA
Modelo Sunny Central 2660 UP
(Base de dados original do PVsyst)
Potência unitária 2667 kWca
Número de inversores 1 unidade
Potência total 2667 kWca
Tensão de funcionamento 880-1325 V
Rácio Pnom (DC:AC) 0.88

Potência total inversor

Potência total 2667 kWca
Número de inversores 1 unidade
Rácio Pnom 0.88



Projeto: Santa Maria New

Variante: Santa Maria 16 PT

PVsyst V8.0.13

VCF, Data da simulação: 29/08/25 12:00
com V8.0.13

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo

Fração perdas 2.0 %

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância

Uc (const.) 20.0 W/m²K

Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC

Res. global do grupo 5.9 mΩ

Fração perdas 1.00 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"

Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas -0.75 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas 2.00 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas 0.15 %

Degradação média dos módulos

Ano n° 1

Fator de perda 0.5 %/ano

Contribuições Imp / Vmp 80% / 20%

Mismatch devido á degradação

RMS da dispersão de Imp 0.4 %/ano

RMS da dispersão de Vmp 0.4 %/ano

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

Perdas do sistema

Indisponibilidade do sistema

Fração tempo 2.0 %

7.3 dias,

3 períodos

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor 600 Vac tri

Fração perdas 1.50 % em STC

Inversor: Sunny Central 2660 UP

Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 1500 mm²

Comprimento dos cabos 186 m



Parâmetros para sombras próximas

Perspectiva do desenho de sombras próximas

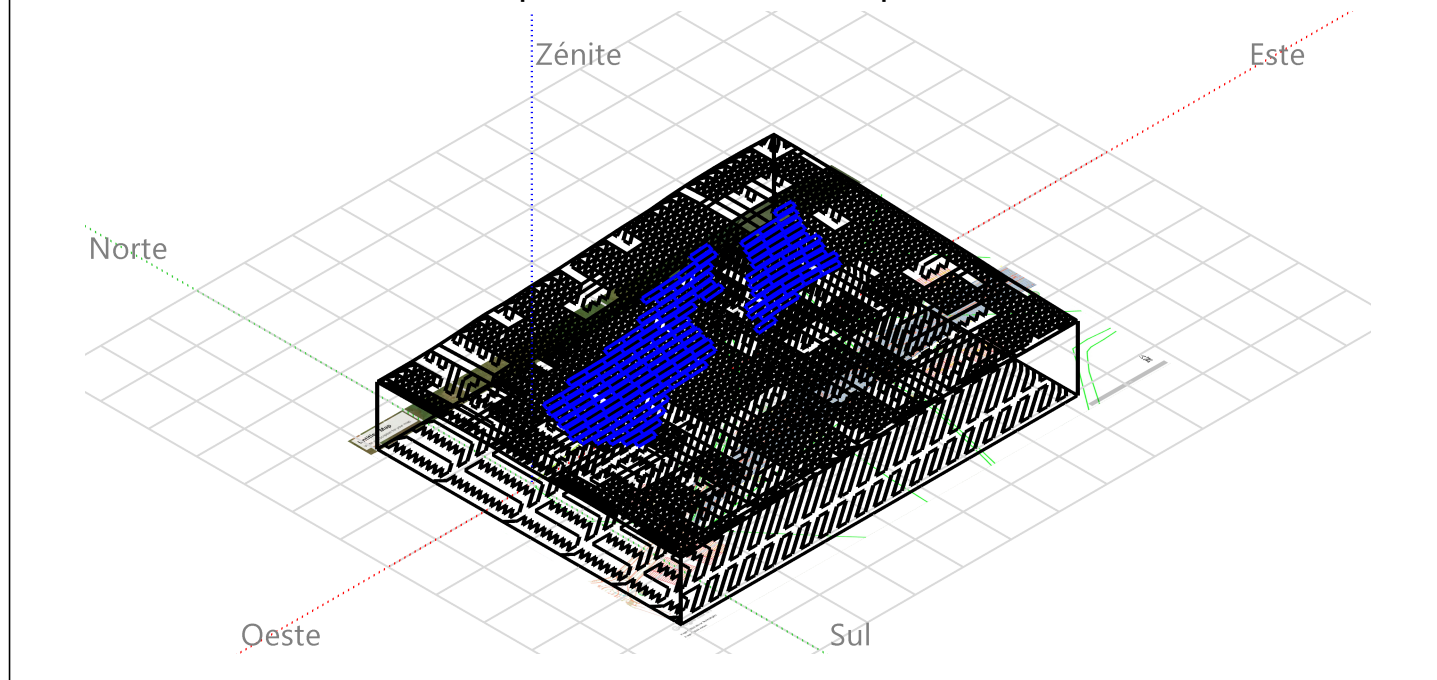
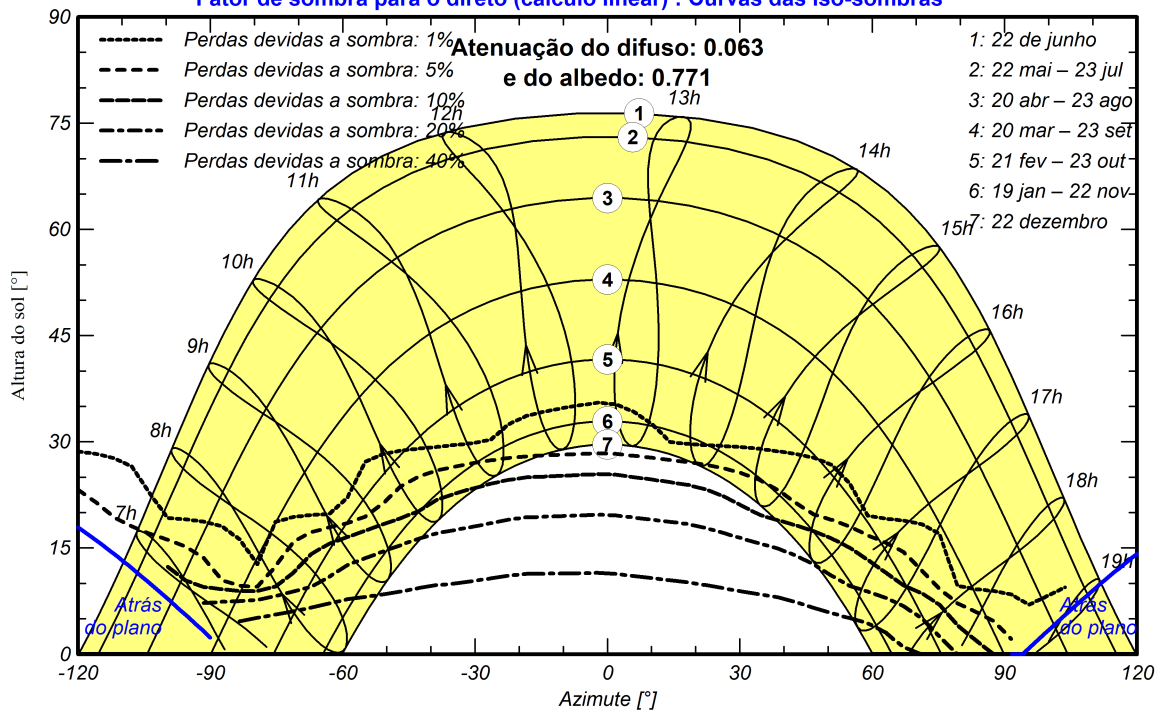


Diagrama das iso-sombras

Orientação #1 - Plano fixo, Inclín/azimutes : 30°/ 0°

Fator de sombra para o direto (cálculo linear) : Curvas das iso-sombras





Projeto: Santa Maria New

Variante: Santa Maria 16 PT

PVsyst V8.0.13

VCF, Data da simulação: 29/08/25 12:00
com V8.0.13

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)

Resultados principais

Produção do sistema

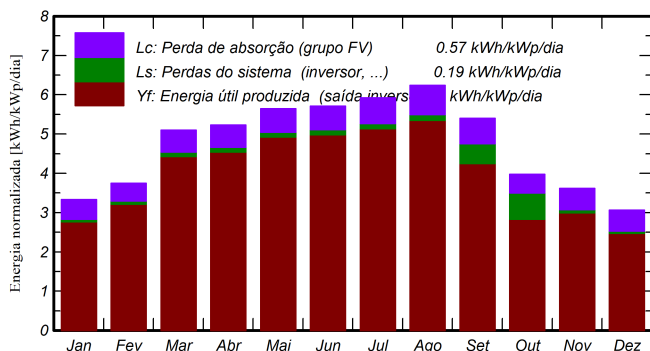
Energia produzida 3432002 kWh/ano

Produção específica 1459 kWh/kWp/ano

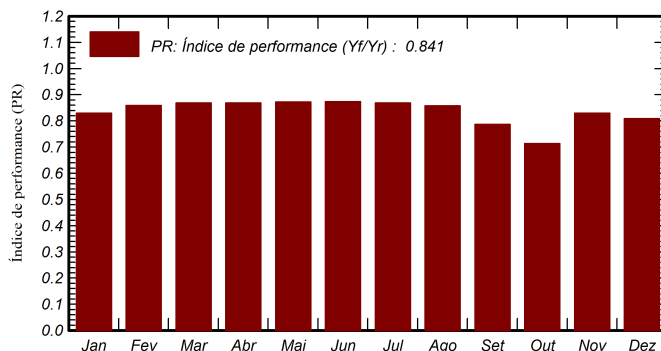
Índice de perf. PR 84.10 %

Rácio de perf. bifacial 80.12 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	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 rácio
Janeiro	71.1	39.30	15.52	103.4	92.9	206766	201786	0.830
Fevereiro	80.1	45.17	15.49	105.0	97.0	217323	211964	0.859
Março	133.1	67.28	15.34	158.0	147.8	331313	322920	0.869
Abril	147.3	73.75	16.10	156.9	146.5	329119	320684	0.869
Maio	179.2	87.67	16.80	175.0	162.9	368461	359094	0.873
Junho	181.4	88.65	19.91	171.4	159.2	360866	351872	0.873
Julho	190.3	89.79	20.87	183.5	170.9	384412	374785	0.868
Agosto	186.5	74.56	21.74	193.4	181.5	400607	390315	0.858
Setembro	141.0	65.33	21.53	162.0	151.9	335953	299816	0.787
Outubro	99.5	57.08	19.28	123.2	114.6	255287	206581	0.713
Novembro	75.6	39.07	19.43	108.5	98.7	217049	211818	0.830
Dezembro	62.2	33.03	16.45	94.9	83.4	184827	180367	0.808
Ano	1547.4	760.68	18.22	1735.0	1607.3	3591984	3432002	0.841

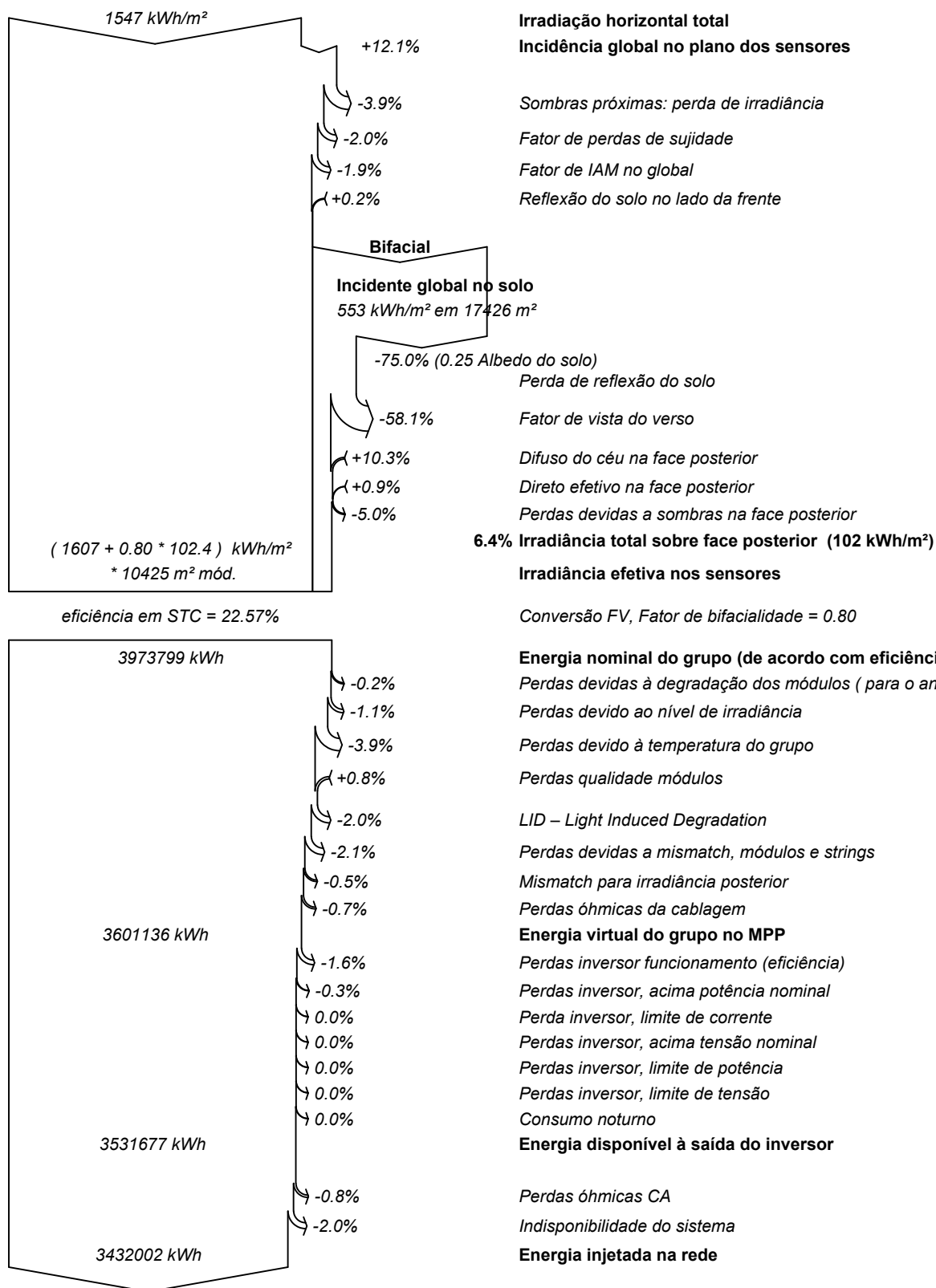
Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total
DiffHor Irradiação difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Índice de performance



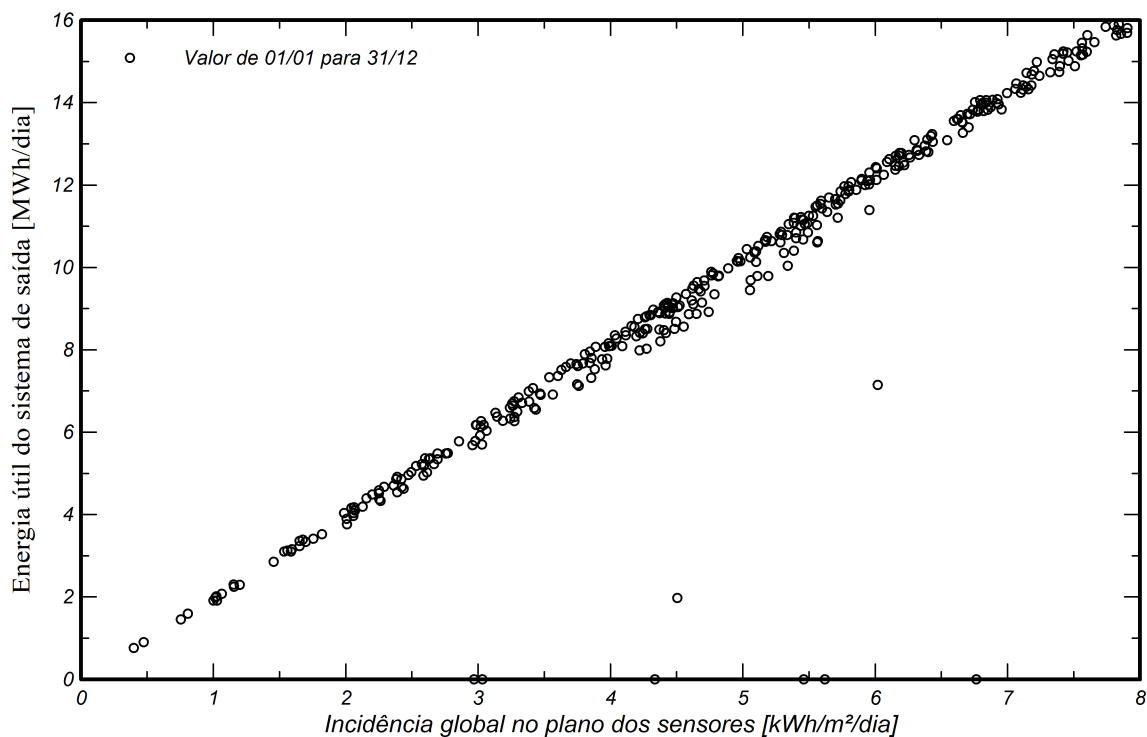
Diagrama de perdas



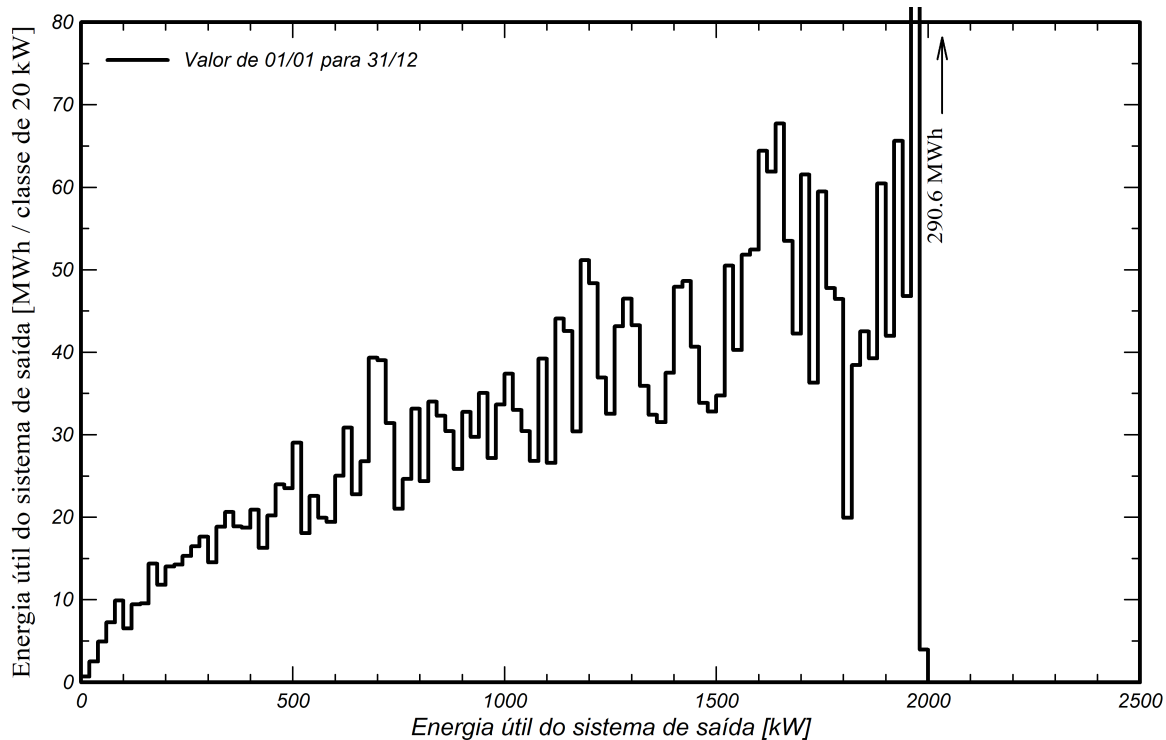


Gráficos predefinidos

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





Projeto: Santa Maria New

Variante: Santa Maria 16 PT

PVsyst V8.0.13

VCF, Data da simulação: 29/08/25 12:00
com V8.0.13

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Origem	PVGIS api TMY
Tipo	TMY, plurianual
Variação de um ano para o outro (Variância)	3.5 %
Desvio especificado	
Mudança climática	0.0 %

Variação global (dados meteorológicos e sistema)

Variação (Soma quadrática)	4.0 %
----------------------------	-------

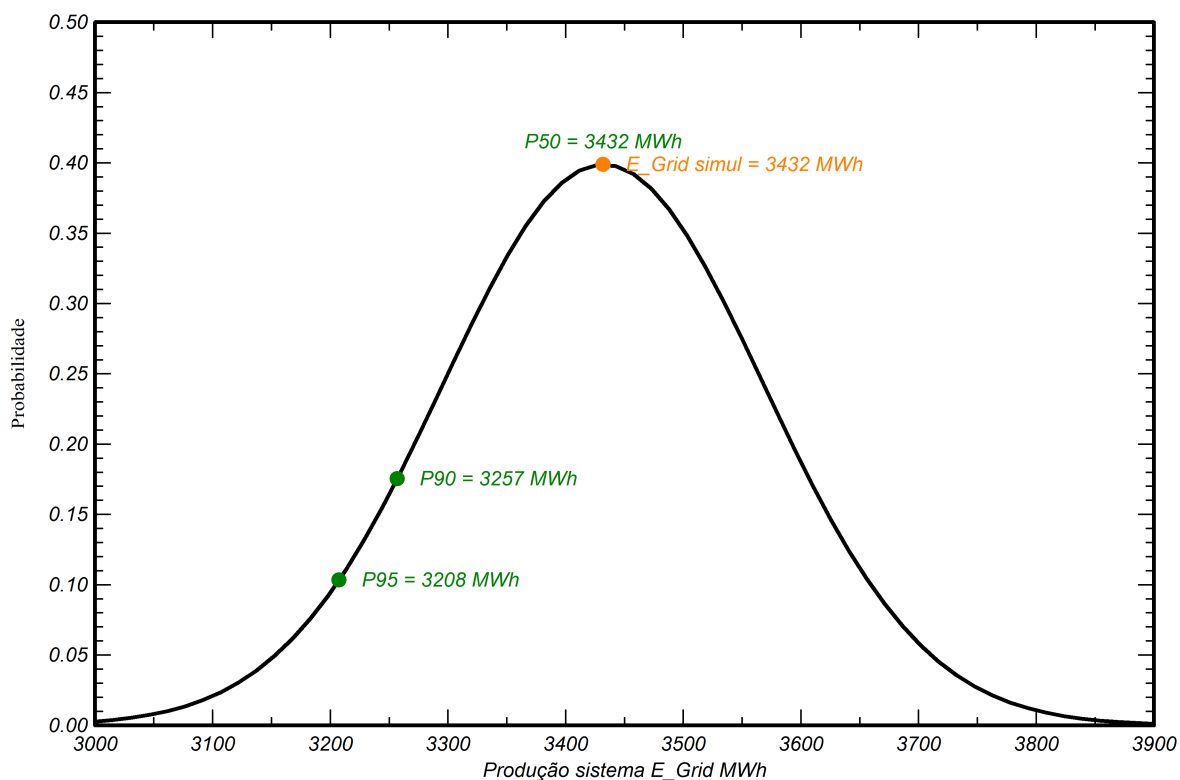
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Incerteza acerca da degradação	1.0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	137 MWh
P50	3432 MWh
P90	3257 MWh
P95	3208 MWh

Distribuição de probabilidade

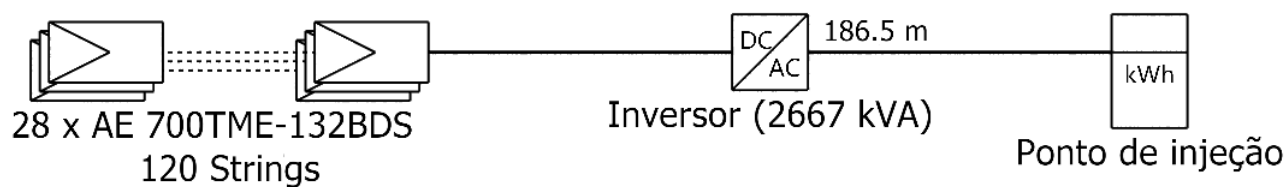




PVsyst V8.0.13

VCF, Data da simulação: 29/08/25 12:00
com V8.0.13

Diagrama unifilar



Módulo FV	AE 700TME-132BDS
Inversor	Sunny Central 2660 UP
String	28 x AE 700TME-132BDS

Santa Maria New

Dean O'Shea Cons
ulting ltd (Portugal

VCF : Santa Maria 16 PT

29/08/25