

Produção de uma Central Fotovoltaica: Análise Comparativa de Metodologias de Cálculo

Tiago Miguel Ferreira Marques

Dissertação de Mestrado

Orientador na FEUP: Prof. Dr. Armando Carlos Figueiredo Coelho de Oliveira

Orientador na Empresa: Eng.º Filipe Andrade Rocha



Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Março de 2020

“For the Sun is situated in the centre of the cosmos, wearing it like a crown”

Hermes Trismegistus

Resumo

O desempenho de centrais fotovoltaicas pode ser estimado com recurso a ferramentas especializadas, capazes de estudar o comportamento destas instalações de modo pormenorizado, ou recorrendo a ferramentas que estimam a produção esperada através de uma análise simplificada.

Esta dissertação tem como objectivo comparar o comportamento de várias ferramentas de auxílio ao projecto de sistemas fotovoltaicos, mais especificamente do cálculo da produção de energia. É realizada a comparação entre 4 ferramentas de cálculo:

- PVsyst, um software completo e especializado no dimensionamento de sistema FV. Desta forma este software foi seleccionado como sendo ferramenta de referência;
- IESve, um software focado no desempenho energético de edifícios;
- PVGIS, uma aplicação web especializada no cálculo de produção fotovoltaica;
- cálculo teórico simples com base em indicadores de desempenho.

A produção anual de energia foi seleccionada como indicador comparativo para os resultados obtidos com recurso às várias ferramentas. Este indicador serviu de base à quantificação de desvios entre os resultados obtidos pelos diferentes métodos.

Os parâmetros que mais afectam o comportamento das ferramentas estudadas são:

- os dados climáticos e o método de transposição da irradiação para o plano inclinado;
- orientação e inclinação dos módulos
- o nível de detalhe com que as perdas são definidas e o efeito que produzem no desempenho do sistema.

Os resultados obtidos com recurso às ferramentas alternativas ao PVSyst demonstram alto nível de fiabilidade, apesar de apresentarem uma interface simples (uma página web) e um método de cálculo aparentemente compreensível. Esta conclusão é baseada em desvios de produção anual inferiores a 7 % no melhor caso (PVGIS) ligeiramente superiores a 10 % para o pior (cálculo com base em indicadores), quando comparados com as produções apresentadas pela ferramenta de referência.

Apesar dos desvios baixos verificados na produção, as ferramentas de cálculo alternativas não permitem o mesmo nível de detalhe no dimensionamento das instalações fotovoltaicas que um software como o PVsyst. Isso resulta numa configuração com menos graus de liberdade e, consequentemente, na necessidade de recorrer a cálculos adicionais para auxílio ao dimensionamento. O recurso a cálculos adicionais (externos aos softwares) levam, pela sua natureza simplista a que ocorram desvios na produção anual.

Os resultados obtidos evidenciam que a utilização de ferramentas alternativas, com interface mais leves e de fácil utilização, são aceitáveis (desvios médios abaixo de 10%). Estes desvios são ainda menores nos casos em a potência a instalar é um dos dados conhecido à partida e a orientação da instalação está otimizada (azimute sul e inclinação de 35°). No entanto, se forem dimensionadas com base na área disponível e/ou implementadas em coberturas com várias orientações, as produções estimadas não são tão fiáveis, com desvios acima dos 10%.

Abstract

The performance of a photovoltaic plant can be estimated using specialized software, capable of studying the behaviour of these installations in detail or using tools that estimate the expected production through a simplified analysis.

This dissertation aims to compare the behaviour of various software that assist in the design of photovoltaic systems, more specifically the calculation of energy production. A comparison is made between four tools:

- PVsyst, a wide-ranging and specialized software for the dimensioning of PV systems. Therefore, this software was selected as the reference tool;
- IESve, a software specialized in the energy performance of buildings;
- PVGIS, a web application specialized in the calculation of photovoltaic production;
- Simple theoretical calculation based on performance indicators.

The annual energy production was selected as the comparative indicator for the results obtained using the various software. This indicator served as a reference for the quantification of deviations between the results obtained by the different methods.

According to the simulations performed, the meteorological data considered by each tool, the level of detail in which the losses are defined and the effect they produce on the performance are the parameters that most influence the behaviour of the studied software. The results obtained using the PVsyst alternatives demonstrate a high level of reliability, despite presenting a simple interface (a web page) and an apparently understandable calculation method. This conclusion is based on annual production deviations of less than 7% in the best case (PVGIS) and are slightly greater than 10% for the worst (calculation based on indicators) when compared with the production presented by the reference tool.

Despite low deviations in production, alternative calculation tools do not allow the same level of detail in the design of photovoltaic installations as specialized software such as PVsyst. This results in a configuration with less variables and, consequently, the need to use additional calculations to aid the design. The use of additional calculations (external to the software), due to its simplistic nature, leads to deviations in annual production.

The results obtained show that the use of alternative tools, with a lighter and a more user-friendly interface, are acceptable (average deviations below 10%). These deviations are even smaller in cases where the peak power is one of the known parameters and the installation orientation is optimized (south azimuth and 35° inclination). However, if the PV systems are dimensioned based on the available area and/or implemented in roofs with various orientations, the estimated productions are not as reliable, with deviations above 10%.

Agradecimentos

A primeira palavra de agradecimento que quero deixar vai para a Edifícios Saudáveis Consultores, S.A., na pessoa do Eng. Ricardo Sá, pela oportunidade facultada, o excelente ambiente proporcionado e a total disponibilidade durante todo o decorrer desta dissertação. Deixar também uma palavra de apreço a todos os membros da empresa, com quem convivi diariamente nos últimos meses, que me receberam e trataram de uma maneira fantástica.

Para o Eng. Filipe Rocha, o meu co-orientador na Edifício Saudáveis Consultores, vai o maior dos agradecimentos. Pela ajuda, total disponibilidade e compreensão, mas especialmente pela boa disposição com que me recebeu todos os dias.

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Armando de Oliveira, fica também o meu agradecimento, pela ajuda e tempo despendido.

Pelo auxílio incondicional e principalmente pela companhia durante todo este trabalho, deixa uma palavra de apreço sincero aos colegas e amigos, João Lima, João Melo e Pedro Miranda. Ao “Dr.” João Afonso, deixo um enorme obrigado, pela amizade e amparo em todos os momentos, especialmente nos mais difíceis desta dissertação.

Por fim, e sendo esta dissertação o marco final da minha vida académica, gostaria de utilizar esta secção do trabalho para deixar um sentido agradecimento a todos aqueles com quem, em algum momento, tive a oportunidade de me cruzar durante esta longa caminhada. A todos os docentes, aos camaradas e amigos do Curso General Tamagnini de Abreu e Silva, com quem partilhei a minha passagem pela Academia Militar, aos colegas e amigos que encontrei e deixei no Instituto Superior de Engenharia do Porto e a todos aqueles com quem partilhei estes últimos anos na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Um enorme agradecimento final à minha família, amigos e todas as pessoas especiais com quem partilhei este percurso. Este trabalho é dedicado a todos vós.

Índice de Conteúdos

1	Introdução	1
1.2	Enquadramento e motivação do trabalho.....	1
1.2.1	Panorama mundial e nacional: alterações climáticas, energias renováveis e tecnologia fotovoltaica.....	1
1.2.2	Enquadramento teórico.....	7
1.3	Objectivos do projecto	14
1.4	Metodologia do trabalho	14
1.5	Estrutura do relatório	17
2	Caracterização das ferramentas: PVsyst, PVGIS, IESve e cálculo por indicadores	20
2.1	PVsyst	20
2.1.1	Informação geral sobre o software e funcionalidades	20
2.1.2	Método de cálculo do PVSYST	24
2.2	IESve: Integrated Environmental Solutions – Virtual Environment ..	26
2.2.1	Informação geral sobre o software e funcionalidades	26
2.2.2	Método de cálculo da radiação solar e produção fotovoltaica no IESve ..	29
2.3	PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System	30
2.3.1	Informação geral sobre o software e funcionalidades	30
2.3.3	Método de cálculo da radiação solar e produção fotovoltaica no PVGIS	33
2.4	Cálculo por indicadores	37
3	Caracterização da instalação de referência	41
3.1	Parâmetros de projecto.....	41
3.1.1	Introdução teórica à localização da instalação e dados meteorológicos	41
3.1.2	Definição do local e ficheiro meteorológico	42
3.2	Orientação	43
3.3	Sistema.....	44
3.3.1	Introdução teórica aos parâmetros dos componentes do sistema	44
3.3.2	Definição dos componentes do sistema.....	47
3.3.3	Teoria aplicada ao dimensionamento de inversores	48
3.3.4	Dimensionamento da configuração do sistema	49
3.4	Perdas detalhadas	51
3.4.1	Enquadramento teórico aos factores externos que influenciam a eficiência das células FV.....	51
3.4.2	Definição das perdas detalhadas.....	52
3.5	Sombreamento	56
3.6	Autoconsumos.....	60
4	Caso de estudo	63
4.1	Dimensionamento da instalação de referência.....	63

4.2	Comparação da instalação de referência entre as diferentes ferramentas.....	75
4.2.1	IESve	76
4.2.2	PVGIS.....	76
4.2.3	Cálculo por indicadores	77
4.2.4	Comparação da instalação de referência	77
4.3	Variantes da instalação de referência – Comportamento das ferramentas com variação de azimuth e inclinação.....	78
4.4	Comparação das ferramentas usando o mesmo ficheiro climático	80
4.5	Comparação do cálculo de sombreamento.....	82
4.6	Comparação dos dados horários obtidos por cada ferramenta.....	84
4.7	Comparação das ferramentas com instalações projectadas para diferentes edifícios	85
4.8	Aplicação das ferramentas na estimativa da produção das diferentes instalações	88
4.9	Matriz de avaliação	91
5	Conclusões e trabalhos futuros	95
5.1	Conclusões sobre o estudo das ferramentas	95
5.2	Conclusões sobre o dimensionamento de uma instalação FV e da comparação das ferramentas de cálculo da produção	96
5.3	Trabalhos futuros	98
6	Referências bibliográficas.....	99
ANEXO A - Anexos relativos ao dimensionamento e simulação da instalação de referência		103
ANEXO B - Dados do estudo do comportamento das ferramentas com variação de azimuth e inclinação.....		117
ANEXO C - Dados do estudo das ferramentas usando o mesmo ficheiro climático		147
ANEXO D – Dados do estudo das ferramentas para vários cenários de sombreamento.....		153
ANEXO E – Gráfico com sobreposição da produção da instalação de referência com os consumos do Edifício A		167
ANEXO F – Dados da instalação do Edifício B da secção 4.7		169
ANEXO G – Dados da instalação do Edifício C da secção 4.7		183
ANEXO H – Dados da instalação do Edifício F da secção 4.7.....		193
ANEXO I – Dados da instalação do Edifício V da secção 4.7.....		203
ANEXO J - Dados da instalação de referência da secção 4.8		217
ANEXO K - Dados da instalação do Edifício B da secção 4.8		219
ANEXO L - Dados da instalação do Edifício C da secção 4.8.....		225
ANEXO M – Dados da instalação do Edifício F da secção 4.8		229
ANEXO N - Dados da instalação do Edifício V da secção 4.8.....		233
ANEXO O – Dados da matriz de avaliação		237

ANEXO P – Lista de inputs de cada ferramenta com anotações	241
ANEXO Q – Folha de cálculo Excel utilizada para o Cálculo teórico por indicadores de desempenho	243

Índice de Figuras

Figura 1 - Adição anual de potência instalada, total e por tecnologia, entre 2012 e 2018, adaptado de [4].	2
Figura 2 - Capacidade solar FV instalada e adições anuais entre 2008 e 2018, em GW (DC), adaptado de [4]	3
Figura 3 - Adição anual de potência instalada, por sector, entre 2013 e 2024, adaptado de [6].	4
Figura 4 - Distribuição da potência instalada em Portugal, em GW, entre 2010 e 2019, retirado de [10].	5
Figura 5 - Produção renovável descentralizada em Portugal, em GWh, entre 2012 e 2019, retirado de [10].	7
Figura 6 - Irradiação global anual, em kWh/m ² , incidente num plano inclinado óptimo, orientado a sul e produção anual específica, em kWh/kWp para um respectivo sistema FV com PR de 0,75, adaptado de [15].	8
Figura 7 - Estrutura de uma célula cristalina com junção p-n e efeito fotovoltaico, retirado de [17].	9
Figura 8 - Comparação entre eficiências em laboratório de células e módulos de várias tecnologias, adaptado de [18].	10
Figura 9 - Ilustração de um módulo FV típico de c-Si, adaptado de [16].	12
Figura 10 - Diferentes arquitecturas de sistemas FV adaptado de [16].	13
Figura 11 - Mapa do somatório anual de irradiação global horizontal (kWh/m ²) baseado em dados terrestres e de satélite para o período 1991 – 2010 usado no Meteonorm 7.2, adaptado de [21].	24
Figura 12 - Janela da secção de painéis FV da ferramenta " <i>Electricity Generators</i> ".	28
Figura 13 - Interface inicial do software PVGIS, retirado de [23].	30
Figura 14 - Cobertura geográfica do PVGIS com indicação da base de dados "por defeito" para cada região, adaptado de [23].	32
Figura 15 – Efeito das variações espectrais na produção final de energia para módulos de Si cristalino, para as regiões do planeta em que é aplicada a correcção, em % de ganho ou perda de energia, retirado de [15].	35
Figura 16 - Eficiência relativa para um modulo cristalino tendo em conta todos os efeitos descritos, retirado de [23].	36
Figura 17 - Ilustração dos ângulos que definem a orientação solar num plano horizontal, adaptado de [16].	42
Figura 18 - Valores habituais de albedo sugeridos no manual do PVsyst.	43
Figura 19 - PVsyst: definição dos parâmetros de orientação da instalação para um plano inclinado fixo.	44

Figura 20 - Curva I-V genérica e respectiva curva P-V com indicação do ponto de potência máxima (MPP) (<i>maximum power point</i>), adaptado de [16].	45
Figura 21 - Ilustração de 3 células conectadas em série (a) e conexão para células com contactos metálicos típicos (b). Ilustração de 3 células conectadas em paralelo (c). Curvas características resultantes das diferentes associações (d): a vermelho a ligação em paralelo e azul a ligação em série, adaptado de [16].	46
Figura 22 - Esquema de uma cadeia de seis células em série com uma parcialmente sobreposta (a), efeito do sombreamento na curva I-V da cadeia (b) e cadeia de seis células em série com diodo de derivação (c), adaptado de [16]	47
Figura 23 - PVsyst: ferramenta de auxílio no dimensionamento da tensão e potência do sistema.	50
Figura 24 - Influência do aumento da temperatura T (vermelho) e da irradiação G_M (azul) na curva característica da célula adaptado de [16].	52
Figura 25 - Exemplo de uma curva I-V resultante da avaliação eléctrica por cálculo detalhado de acordo com a disposição dos módulos.	58
Figura 26 - Parâmetros das zonas de implementação na ferramenta de criação de fileiras.	59
Figura 27 - Parâmetros definidos na opção "propriedades do campo"	60
Figura 28 - Parâmetros da definição das strings de módulos e exemplo de várias configurações no modelo 3D.	60
Figura 29 - Definição do perfil de consumo.	61
Figura 30 - Tabela com os dados sintéticos horários gerados pelo PVsyst.	64
Figura 31 - Definição dos parâmetros de orientação (inclinação e azimute).	64
Figura 32 - Carta solar para as coordenadas do Edifício A.	65
Figura 33 - Sistema dimensionado automaticamente pelo PVsyst.	66
Figura 34 - Configuração do sistema, com distribuição balanceada das strings pelo número de entradas dos inversores.	67
Figura 35 - Dimensionamento do conjunto array/inversor.	67
Figura 36 - Vista em perspectiva do modelo 3D do edifício e da central FV projectada, com indicação da orientação da fachada e dimensões da cobertura.	69
Figura 37 - Carta solar com indicação das perdas devido ao sombreamento.	69
Figura 38 - Cálculo detalhado das perdas nos cabos.	70
Figura 39 - Gráfico resultante da avaliação do efeito da incompatibilidade entre módulos nas strings definidas.	71
Figura 40 - Gráfico ilustrativo do efeito global das perdas detalhas na curva característica resultante do sistema para condições pré-definidas.	72
Figura 41 - Distribuição dos módulos por strings.	73
Figura 42 - Perfil de consumo importado.	74
Figura 43 - Comparação das ferramentas para instalações em várias orientações.	79
Figura 44 - Comparação das ferramentas para instalações em várias inclinações.	80

Figura 45 - Comparação das simulações com ficheiros climáticos distintos e com um ficheiro comum.....	82
Figura 46 - Modelo do edifício e respectiva central FV, modelados no PVsyst (esquerda) e no IESve (direita), para o caso do sombreamento externo simples.	83
Figura 47 - Modelo do edifício e respectiva central FV, modelados no PVsyst (esquerda) e no IESve (direita), para o caso do sombreamento externo (+).	83
Figura 48 - Comparação dos resultados para as três situações de sombreamento.	84
Figura 49 - Comparação das ferramentas em diferentes instalações.	87
Figura 50 – Aplicação das ferramentas na instalação de referência e edifício adicionais.	91
Figura 51 - Resumo da avaliação realizada às ferramentas de cálculo de produção fotovoltaica.	93

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Coeficientes k_T usados na correcção da temperatura e irradiação [23].....	35
Tabela 2 - Dados de irradiação global anual considerados para o cálculo por indicadores, em kWh/m ²	38
Tabela 3 - Resumo dos parâmetros que cada ferramenta considera na definição de uma instalação fotovoltaica	38
Tabela 4 - Resumo do tipo de resultados e cálculos que cada ferramenta é capaz de realizar	39
Tabela 5 - Dados geográficos do local	63
Tabela 6 - Sumário do sistema global definido	68
Tabela 7 - Resumo dos parâmetros das fileiras	68
Tabela 8 - Resumo das perdas detalhadas contabilizadas	71
Tabela 9 - Resumos dos resultados da simulação.....	74
Tabela 10 - Resumo das perdas da instalação de referência, em %	75
Tabela 11 - Resumo dos principais parâmetros da instalação de referência.	75
Tabela 12 - Parâmetros da instalação definida no IESve	76
Tabela 13 - Dados introduzidos no PVGIS para simular a Instalação de Referência	76
Tabela 14 - Indicadores utilizados no cálculo teórico da produção	77
Tabela 15 - Comparação da produção anual de energia da instalação de referência nas várias ferramentas.....	77
Tabela 16 - Comparação entre os dados provenientes dos vários ficheiros climáticos utilizados nas simulações	81
Tabela 17 - Resumo da comparação do cálculo de sombreamentos entre PVsyst e IESve	83
Tabela 18 - Comparação entre valores exportados das ferramentas para análise do autoconsumo da instalação	85
Tabela 19 - Resumo dos parâmetros da simulação no PVsyst das quatro instalações disponibilizadas	86
Tabela 20 - Indicadores gerais de desempenho de uma instalação típica	89
Tabela 21 - Resumo dos parâmetros da simulação aplicados a cada instalação	90
Tabela 22 - Matriz de avaliação e classificação resultante, para cada ferramenta	92

Lista de Abreviaturas

3D	Tridimensional
AC	<i>Alternate current</i> (corrente alternada)
AEA	Agência europeia do ambiente
Al	Alumínio
Am	<i>Air mass</i> (massa de ar)
CdTe	Telureto de Cádmio
CER	Comunidade de Energia Renovável
CH ₄	Metano
CIGS	Disseleneto de Cobre Índio e Gálio
CMSAF	Climate Monitoring Satellite Application Facility
CO ₂	Dióxido de carbono
c-Si	Silício cristalino
CSP	<i>Concentrated solar power</i> (Solar térmico de concentração)
CSV	<i>Comma separated values</i>
CTS	Condições de teste standard
DC	<i>Direct current</i> (corrente directa)
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DREA	<i>Distributed renewables for energy access</i>
E	Este
EDP	Energias de Portugal
EE	Efeito de estufa
EPW	<i>Energy plus weather</i>
EVA	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i> (acetato-vinilo de etileno)
FF	Factor de forma
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseniato de Gálio
GCR	<i>Ground coverage ratio</i> (Rácio de ocupação de área)
GEE	Gases com efeito de estufa
HIT	heterojunction with intrinsic then layer
HJT	<i>Heterojunction</i> (heterojunção)
IAM	<i>Incidence angle modifier</i> (Modificador do ângulo de incidência)
IBC	<i>Interdigitated back contact</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>

IESve	<i>Integrated Environmental Solutions: Virtual Environment</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
JRC	<i>Joint Research Centre</i>
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
LID	<i>Light induced degradation</i> (degradação induzida pela luz solar)
MPP	<i>Maximum power point</i> (ponto de potência máxima)
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> (seguimento do ponto de potência máxima)
N	Norte
NASA-SSE	<i>National Aeronautics and Space Administration - Surface meteorology and Solar Energy</i>
NE	Nordeste
NOCT	<i>Nominal operating cell temperature</i> (temperatura nominal da célula)
NOCT	Noroeste
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
O	Oeste
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PERC	<i>Passivated emitter and rear cell</i>
PERL	<i>Passivated emitter rear locally</i>
PNEC	Plano nacional de energia e clima
PR	<i>Performance ratio</i> (índice de desempenho)
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RESP	Rede eléctrica de serviço público
RNC	Roteiro para a neutralidade carbónica
S	Sul
SARAH	<i>Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat</i>
SCE	Sistema de certificação energética de edifícios
SE	Sudeste
Si	Silício
SO	Sudoeste
TMY	<i>Typical meteorological year</i> (ano meteorológico típico)
UE	União Europeia
UP	Unidade de produção
UPAC	Unidade de produção para autoconsumo
UPP	Unidade de pequena produção

Lista de Símbolos/Nomenclaturas

A	Área de módulos	[m ²]
a _{edi}	Azimute do edifício	[°]
a _{sol}	Azimute solar	[°]
b	Largura do módulo FV	[m]
CF	Classificação final atribuída a cada característica da matriz de avaliação	-
C _i	Classificação individual para o parâmetro i da matriz de avaliação	-
d	distância entre o ponto inferior de cada fileira	[m]
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	[kWh/m ² .mê s]
E	Energia	[Wh]
G	Irradiação no plano colector	[W/m ²]
G'	Irradiação normalizada	-
GlobHor	Irradiação global horizontal	[kWh/m ² .mê s]
I	Corrente	[A]
I _{fileira n}	Corrente da fileira n	[A]
I _{máx, inv}	Corrente máxima admissível no inversor	[A]
I _{MPP}	Corrente no MPP	[A]
I _{SC}	Corrente de curto circuito	[A]
k _T	Coeficientes para a temperatura do módulo em função da irradiação	[°C m ² W ⁻¹]
N	Número de parâmetros atribuídos a uma característica de avaliação	-
N _{fileiras}	Número máximo de fileiras que o inversor pode suportar	-
n _{máx}	Número máximo de módulos conectados em série na mesma fileira	-
n _{mín}	Número mínimo de módulos conectados em série na mesma fileira	-
P	Potência nominal instalada	Wp
PG	Perdas globais	[%]
P _{MPP}	Potência no MPP	[W]
R	Resistência	[Ohm]
RelHum	Humidade relativa	
T	Temperatura	[°C]

T'_m	Temperatura do módulo relativa à temperatura a condições CTS	°C
T_a	Temperatura do ar ambiente	°C
T_m	Temperatura do módulo	°C
U_0	Coeficiente que descreve o feito da radiação na temperatura do modulo	W/°C m ²
U_1	Coeficiente o arrefecimento provocado pelo vento	Ws/°Cm ³
v	Velocidade do vento	[m/s]
V	Tensão	[V]
$V_{m\acute{a}x, inv}$	Tensão máximo admissível do inversor	[V]
V_{MPP}	Tensão no MPP	[V]
$V_{MPP \text{ m}\acute{i}n, inv}$	Tensão mínima no MPP admissível pelo inversor	-
$V_{MPP, 70^{\circ}C}$	Tensão do módulo no MPP para uma temperatura de 70 °C	-
V_{OC}	Tensão de circuito aberto (open circuit)	-
$V_{OC, -10^{\circ}C}$	Tensão de curto circuito do módulo FV À temperatura de -10°C	[V]
α	Inclinação dos módulos	[°]
β	Coeficiente de temperatura do módulos	]K ⁻¹ [
γ	Altura solar	[°]
η	Eficiência	[%]
η_{nom}	Eficiência nominal do módulo	[%]
η_{rel}	Eficiência relativa em relação à eficiência a condições CTS	[%]

1 Introdução

A presente dissertação de mestrado encontra-se inserida na unidade curricular de Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto a realizar ao longo do 1º semestre do ano lectivo 2019/2020, em ambiente empresarial na Edifícios Saudáveis Consultores, S.A.

Neste capítulo introdutório é feito um enquadramento do tema da dissertação, apresentados os objectivos a atingir, de que modo foi organizado o trabalho e a estrutura com que será apresentado neste relatório.

1.2 Enquadramento e motivação do trabalho

1.2.1 Panorama mundial e nacional: alterações climáticas, energias renováveis e tecnologia fotovoltaica

A noção de que a acção humana está a alterar o clima não é novidade, no entanto pouco ou nada foi efectivamente feito para alterar o rumo do planeta. Este é um tema já muito discutido e importa aqui apenas salientar o que já mudou no clima e o que ainda pode mudar na nossa linha temporal se o início do combate eficaz à crise climática não for imediato.

O relatório especial do IPCC¹ indica que os impactos destrutivos das alterações climáticas são já visíveis e nas suas previsões, nada animadoras, o pior dos cenários aponta para consequências dramáticas. Episódios meteorológicos extremos afectarão a viabilidade económica das explorações agrícolas e provocarão a diminuição dos recursos hídricos em várias partes do globo, o aumento do nível dos oceanos tornará inabitável várias zonas costeiras e agravará o fenómeno migratório. Este relatório aponta ainda para consequências em países desenvolvidos onde até a classe média poderá vir a ser afectada pela falta de alimentos, emprego e pelo o aumento do preço de bens essenciais. Mas não só os humanos enfrentam estes riscos, também espécies vegetais e animais estão vulneráveis e em risco de extinção, caso estas previsões se confirmem [1]. Já no caso de Portugal e do sul da Europa em geral, que se destacam como as regiões potencialmente mais afectadas, podem enfrentar desde frequentes secas intensas a cheias repentinas, ondas de calor, incêndios rurais, erosão e galgamento costeiro.

Os gases com efeito de estufa (GEE), emitidos através de processos naturais e das actividades humanas, encontram-se entre os 1% de gases minoritários na atmosfera, entre os quais está o CO₂, responsável por 63% do aquecimento global do planeta [1]. Segundo a AEA, as principais fontes causadoras do EE são a queima de combustíveis fósseis na

¹ *Intergovernmental Panel on Climate Change* - Organização científico-política criada em 1988 no âmbito das Nações Unidas, pela iniciativa do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e da organização Meteorológica Mundial.

produção de electricidade, nos transportes, indústria e lares (CO₂); agricultura (CH₄) e desflorestação (CO₂); aterro de resíduos (CH₄); e utilização de gases fluorados industriais [2].

Sob o Acordo de Paris, a UE comprometeu-se a diminuir a emissão de gases de efeito de estufa em pelo menos 40% abaixo dos níveis de 1990, até 2030. Nesta linha, a Comissão Europeia apresentou, em Novembro de 2018, a estratégia a longo-prazo para conseguir uma economia neutra do ponto de vista climático até 2050 onde incluía oito caminhos possíveis, como limites às emissões de vários sectores económicos, legislação que obriga os estados membros a aumentar a área e melhorar a gestão das suas florestas, controlo das normas de emissões nos transportes e facilitando o acesso a veículos híbridos e eléctricos [3]. Outras políticas passam pela melhoria da eficiência energética de equipamentos e edifícios, desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono e a promoção da utilização de fontes de energia renováveis, como a eólica, solar, hidráulica e a biomassa [2]

É exactamente no uso destas fontes de energia, mais precisamente na energia solar fotovoltaica que esta dissertação se foca e, nos parágrafos seguintes será apresentado o panorama actual das energias renováveis, com especial atenção para a energia solar.

A energia proveniente de fontes renováveis tem vindo a estabelecer-se como a fonte convencional de geração de electricidade. Neste momento já representam mais de um terço da potência global instalada e, em 2018 a adição de capacidade da potência renovável foi maior do que a de combustíveis fósseis e nuclear combinadas, pelo quarto ano consecutivo [4]. Economicamente, as energias renováveis tornaram-se mais competitivas e, no final de 2018 já era mais barato produzir energia através de centrais eólicas ou fotovoltaicas do que nas centrais alimentadas pelos combustíveis fósseis convencionais. Em alguns locais tornou-se até mais rentável instalar estas centrais do que manter em funcionamento as antigas [4]. A Figura 1 ilustra o aumento anual da potência global instalada proveniente de fontes renováveis entre 2012 e 2018.

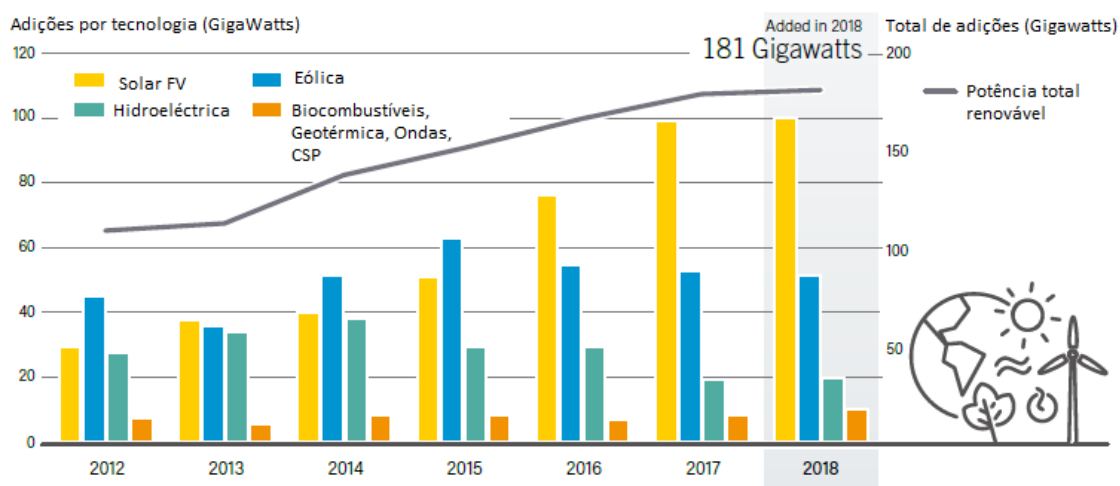


Figura 1 - Adição anual de potência instalada, total e por tecnologia, entre 2012 e 2018, adaptado de [4].

Nas economias emergentes e em desenvolvimento, o uso de sistemas com base em energias renováveis DREA² tem uma importância mais do que meramente ambiental, é uma questão social e económica, levando electricidade a habitações nas zonas mais

² DREA (*distributed renewables for energy access*) – são sistemas de base renovável independentes de uma rede eléctrica centralizada. São responsáveis por fornecer uma fonte de energia a muitas zonas rurais em regiões em desenvolvimento.

remotas ao mesmo tempo que evitamos o aumento do uso das fontes convencionais de energia para satisfazer a demanda de energia eléctrica nestas regiões.

O mercado solar fotovoltaico é o que regista o mais rápido crescimento dentro das tecnologias energéticas actualmente. Onze países adicionaram mais de 1 GW de potência instalada no ano de 2018, alargando a contribuição de diversos mercados no mundo para o crescimento global desta tecnologia. No final de 2018 já 32 países tinham uma capacidade acumulada igual ou superior a 1 GW. No entanto, a Ásia em geral, liderada pela China continua a dominar por completo o mercado fotovoltaico [4]. Nos últimos dez anos o aumento foi considerável e a Figura 2 mostra isso mesmo, representando graficamente o aumento gradual da capacidade instalada desde 2008 até 2018.

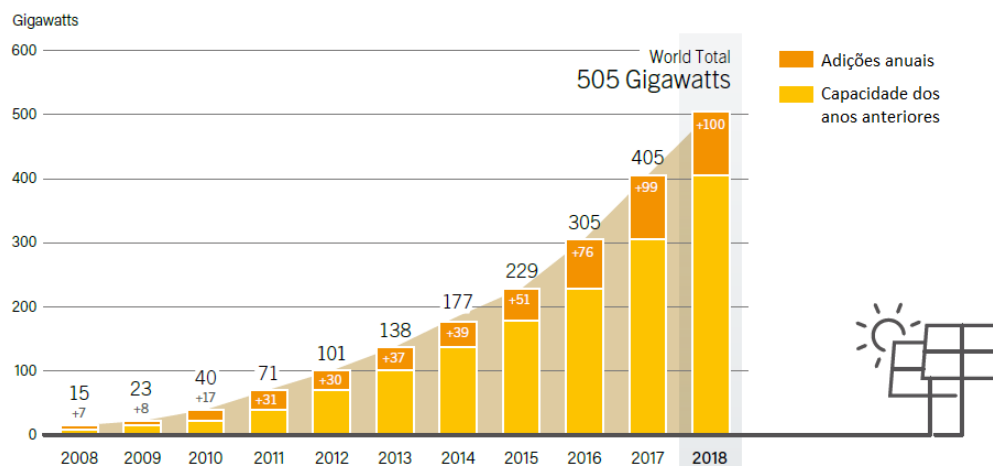


Figura 2 - Capacidade solar FV instalada e adições anuais entre 2008 e 2018, em GW (DC), adaptado de [4]

É expectável que até ao final de 2019 a adição de potência instalada atinja um novo record de 114,5 GW, mais 17,5% do que em 2018 e, segundo o *Global solar PV market outlook update: Q2 2019* é expectável que as adições anuais atinjam os 125 GW no início da próxima década [5].

A tendência para que o solar FV seja cada vez mais atractivo economicamente leva a IEA a prever a aceleração do seu crescimento em mercados como a América Latina, Médio Oriente e África e estima uma potência instalada a rondar os 1,2 TW em 2024. Mas, para a energia fotovoltaica se tornar mundialmente na maior fonte de energia, ainda é preciso resolver alguns problemas de políticas e instabilidade na regulação, financiamento e integrar os sistemas FV no mercado eléctrico de uma forma sustentável. A Figura 3 ilustra graficamente a previsão de crescimento anual da capacidade instalada até 2024 segundo a *International Energy Agency*.

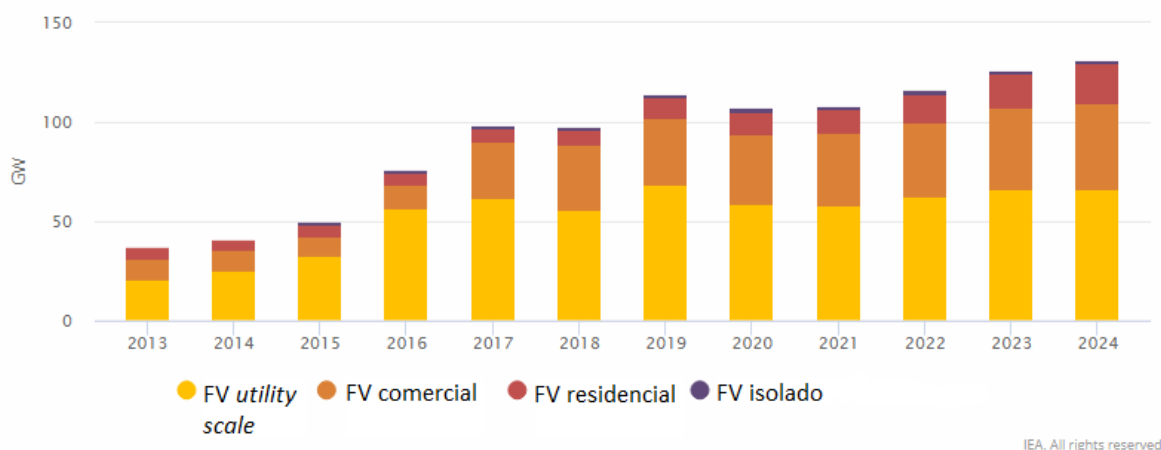


Figura 3 - Adição anual de potência instalada, por sector, entre 2013 e 2024, adaptado de [6].

No desenvolvimento de módulos de próxima geração, o investimento no mono PERC³ e módulos bifaciais têm ajudado a reduzir os investimentos das empresas. Apesar de muitos investidores ainda aguardarem por melhores dados de rendimento, os projectos de módulos bifaciais vêm já a luz do dia especialmente em ambientes desérticos e estima-se que no final de 2019 a capacidade instalada duplique em relação a 2018 [7].

A tecnologia PERC, devido à sua capacidade de aumento de rendimento com um investimento modesto tornou-se o padrão de diversidade das células monocristalinas de silício e tem vindo a aumentar a sua presença desde apenas umas linhas piloto em 2013. Apesar do mono PERC ter o maior foco de expansão, alguns fabricantes têm direccionado a sua produção para células de tecnologia de heterojunção (HJT), que oferecem maiores eficiências com um fabrico a relativamente baixa temperatura e com menos etapas na produção comparativamente a outras células com alta eficiência. A Oxford PV, por exemplo, anunciou uma eficiência de conversão recorde de 28% para uma célula de silício e perovskita que pretende implementar no mercado até 2020. As estimativas apontam para pelo menos quize diferentes tecnologias no terreno [4].

A aposta em melhorar os sistemas de informação geográfica tem ajudado a localizar melhores locais para implementar projectos de grande escala e reduzir o tempo de construção e comissionamento, a digitalização tem melhorado o processo de monitorização e tecnologias como drones, que combinados com inteligência artificial têm ajudado no processo de manutenção preventiva, acelerando processos e aumentando a eficiência de centrais solares, reduzindo assim os custos associados à manutenção. A aposta na sustentabilidade e redução do impacto ambiental levou a que, em 2018, em França, abrisse a primeira instalação não-piloto de reciclagem de painéis solares do mundo [4].

Portugal tem vindo a consolidar a sua posição com um dos países de referência no combate às alterações climáticas e implementação de energias renováveis. Prova disso é o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), aprovado no final de Junho em Conselho de Ministros e apresentado na Cimeira da Acção Climática pelo Presidente da República. Portugal tem a ambição de, já em 2030 reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 50% comparando com 2005, atingir uma meta de 35% na eficiência energética e gerar 80% da sua electricidade com recurso a fontes de energia renovável [8].

³ *Passivated Emitter and Rear Cell*: tecnologia que adiciona uma camada de passivação dieléctrica na parte traseira da célula. Reflecte os raios solares para a parte traseira da célula em vez de os absorver no módulo, aumentando o rendimento bem como a eficiência em ambientes de pouca luz.

No seguimento destas metas, onde o país se compromete a descarbonizar totalmente o sistema electroprodutor que, actualmente representa cerca de 26% das emissões totais nacionais, foi apresentado o Plano Nacional de Energia e Clima 2030. O PNEC 2030 define as políticas e linhas de actuação para a próxima década rumo à neutralidade carbónica em 2050 e especifica as metas para o sector energético nacional [9].

Entre 2000 e 2018, Portugal aumentou a sua potência instalada de 4,8 GW para 14,1 GW, registando um crescimento médio anual a rondar os 6%. A DGEG, nas suas estatísticas rápidas, revelou os dados da produção nacional até Agosto de 2019, onde se regista uma produção anual renovável de 25,9 TWh, dos quais 1,2 TWh são de produção fotovoltaica [10]. A Figura 4 ilustra a distribuição da potência instalada em território nacional, por tecnologia, entre 2010 e 2019, onde é possível observar o crescimento da tecnologia FV, que passa de uma potência instalada residual para 784 MW.

Quando analisamos as previsões para 2030, o crescimento das energias renováveis variáveis é notório, com especial ênfase para a energia solar FV. Já em 2018, segundo [4] Portugal aparecia na 5ª posição do top 10 de países com maior *share* deste tipo de energias (solar FV e eólica) na produção total de electricidade.

Segundo as metas estabelecidas pelo PNEC, estima-se que em 2030 a energia solar, também em Portugal siga a mesma tendência de crescimento global já antes referida e tenha a principal cota de potência instalada (considerando energia fotovoltaica centralizada e descentralizada) seguida da eólica e hídrica [11].

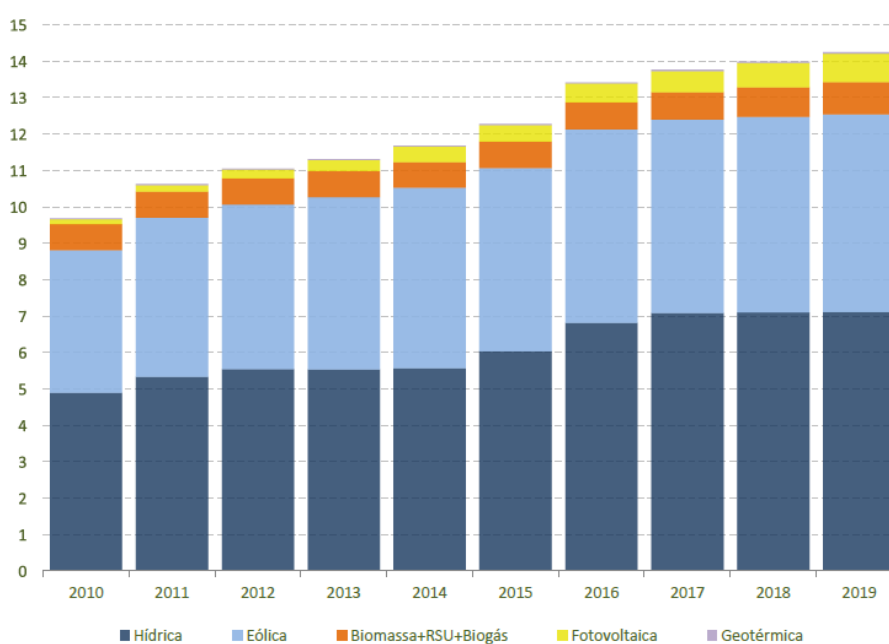


Figura 4 - Distribuição da potência instalada em Portugal, em GW, entre 2010 e 2019, retirado de [10].

Legalmente, a actividade de produção descentralizada de energia eléctrica é actualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro, aplicável à produção de electricidade destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respectiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede eléctrica pública, baseada, ou não, em tecnologias de produção renováveis, designadas por Unidades de produção para Autoconsumo (UPAC). Já a produção de electricidade vendida na sua totalidade à RESP através de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção (UPP) foi, entretanto, revogada pelo Decreto-Lei n.º

76/2019, de 3 de Junho e encontra-se actualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto na sua redacção actual.

O DL n.º 153/2014, de 20 de Outubro define as condições e procedimentos de acesso e exercício da actividade de produção, as vicissitudes da actividade de produção para autoconsumo (UPAC) e das UPP (comunicação prévia, contagem, remuneração e compensações), taxas, fiscalização e regime sancionatório [12].

Para proceder ao registo de uma UPAC devem ser preenchidos os seguintes requisitos [12]:

- Dispor do pedido de registo da instalação de utilização de energia eléctrica e, caso se encontre ligada à RESP, ser titular de contrato de fornecimento de energia com um comercializador;
- Potência de ligação da UP menor ou igual a 100% da potência contratada;
- A potência instalada não ser superior a duas vezes a potência de ligação.

Sempre que uma UPAC com capacidade instalada não superior a 1 MW e com instalação de utilização ligada à RESP tenha excedente de electricidade produzida, proveniente de uma fonte renovável, o produtor pode contratualizar a sua venda a um comercializador de último recurso, seguindo as condições dispostas no DL, que define também que apenas 90% da energia fornecida será remunerada, de acordo com a média dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal relativos a esse mês [12].

A Directiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Dezembro de 2018 frisa a crescente importância do autoconsumo de electricidade renovável e consagra a definição de autoconsumidores de energia renovável, autoconsumidores de energia renovável que actuam colectivamente e de comunidades de energia renovável bem como prevê um quadro normativo que lhes permita produzir, consumir, armazenar partilhar e vender electricidade sem encargos desproporcionados [13].

Seguindo esta directiva é criado o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de Outubro que estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo e às comunidades de energia renovável. O presente Decreto-Lei revoga o anterior e produz efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2020 para projectos de autoconsumo individual e colectivo ou CER que disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão. Para os restantes projectos de autoconsumo, a partir de 1 de Janeiro de 2021 [13].

O Decreto-Lei vem introduzir algumas alterações relevantes, em relação à legislação actualmente em vigor [13]:

- Limita a UPAC a uma fonte primária de energia renovável;
- Passam a poder proceder à actividade de autoconsumo, através de UPAC, para além dos autoconsumidores individuais, os autoconsumidores colectivos organizados em condomínios de edifícios, grupo de autoconsumidores situados no mesmo edifício ou zona de habitação em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infra-estruturas localizadas numa área delimitada que disponham de UPAC e as CER;
- A energia excedente do autoconsumo pode ser transaccionada em mercado organizado ou bilateral, através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes e através do facilitador de mercado.

O DL define ainda as regras de actuação das comunidades de energia renovável, enquadrando-as numa lógica de complementaridade com o restante sistema eléctrico nacional, dando-lhes a faculdade de produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, partilhar, no seu seio a energia produzida [13].

Segundo os dados publicados pela DGEG, relativamente ao ano móvel: Setembro de 2018 a Agosto de 2019, a produção renovável descentralizada em Portugal ao abrigo desta legislação (mini/microprodução e UPAC/UPP) era de aproximadamente 512 GWh, com 339 MW de potência instalada. A produção descentralizada é liderada pela tecnologia fotovoltaica que conta com 232 GWh em 164 MW de capacidade instalada nas UPAC/UPP e 273 GWh em 169 MW de mini/microprodução [10].

A Figura 5 ilustra a destruição gráfica da produção descentralizada ao abrigo da legislação, entre 2012 e 2019, com indicação da energia vendida à rede eléctrica.

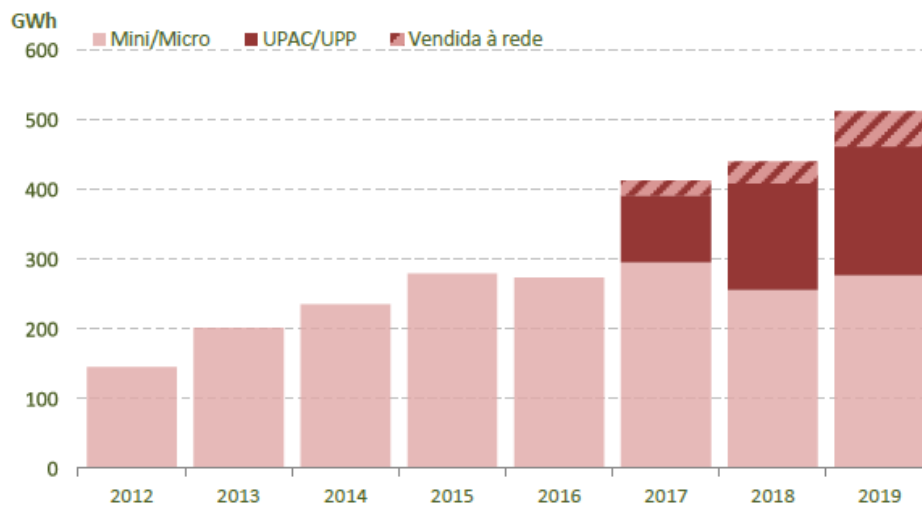


Figura 5 - Produção renovável descentralizada em Portugal, em GWh, entre 2012 e 2019, retirado de [10].

1.2.2 Enquadramento teórico

Radiação solar

O recurso solar é a variável de maior peso no desenvolvimento de projectos de aproveitamento de energia solar. É essencial para identificar e seleccionar a localização adequada para a instalação, dimensionar o gerador FV, estimar a produção eléctrica ou dimensionar o sistema de armazenamento. Estas medições podem ser efectuadas através de piranómetros, sensores fotovoltaicos ou indirectamente, através de imagens de satélite.

Os instrumentos de medição à superfície têm uma distribuição mundial insuficiente e as medições de longa duração são raras, abrindo lugar aos métodos de medição da irradiação solar através de satélite. Estes têm uma melhor cobertura espacial e temporal e, alguns estudos apontam até para a superioridade desta solução em relação aos métodos convencionais [14]. A Figura 10 ilustra a variação da irradiação global num plano inclinado óptimo orientado a Sul no continente Europeu, bem como uma ideia do potencial fotovoltaico da região, apresentando valores de produtividade (kWh/kWp) para um sistema FV com índice de desempenho de 75%.

Célula e efeito fotovoltaico

A electricidade produzida por um sistema fotovoltaico consiste na conversão de energia sob a forma de radiação em energia eléctrica através do efeito fotovoltaico, um fenómeno descoberto por Edmond Becquerel que observou que certos tipos de materiais produzem uma corrente eléctrica quando expostos à luz. Este efeito ocorre em células solares de materiais semicondutores como o Silício, arsenieto de gálio, telureto de cádmio, disseleneto de cobre ou o índio. O Silício é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, encontrado na natureza apenas sob a forma de compostos como o dióxido de silício (sílica) sendo assim natural que 95% das células solares sejam compostas por este elemento sendo as mais comuns de silício cristalino [16].

Para que a estrutura cristalina funcione como um gerador de energia é necessário contaminá-la com outros átomos, como o fósforo e o boro. Estes átomos criam defeitos na rede cristalina com o objectivo de adicionar um electrão excedente (impureza tipo n – fósforo) ou uma lacuna (impureza tipo p – boro) por átomo introduzido, permitindo que os electrões excedentes se movimentem livremente para preencher as lacunas.

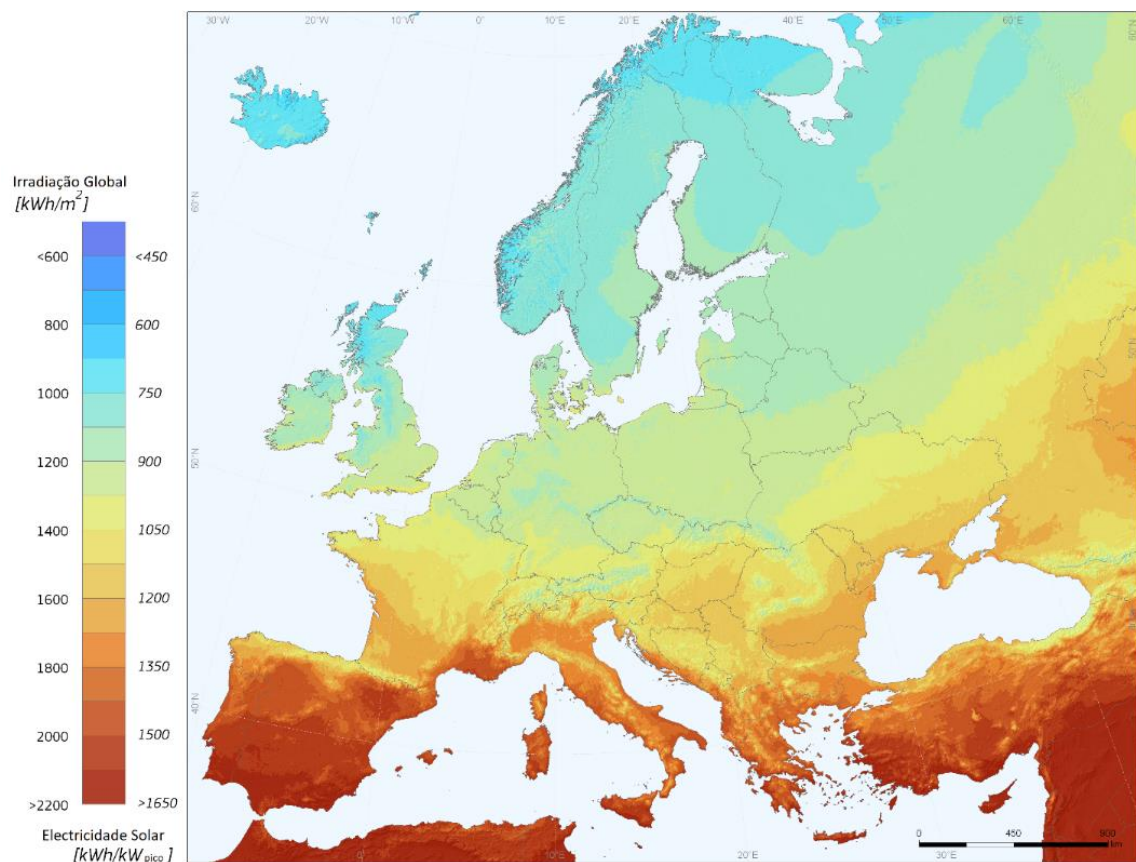


Figura 6 - Irradiação global anual, em kWh/m², incidente num plano inclinado óptimo, orientado a sul e produção anual específica, em kWh/kWp para um respectivo sistema FV com PR de 0,75, adaptado de [15].

O efeito fotovoltaico acontece quando o semicondutor p-n é exposto à radiação solar e os fotões absorvidos fornecem energia suficiente para quebrar as ligações formadas e libertar electrões. A difusão de portadores de carga até aos contactos eléctricos nas extremidades da célula gera tensão, denominada de tensão de circuito aberto quando nenhuma carga está ligada. Com o circuito fechado, os electrões vão percorrer os contactos eléctricos, gerando corrente. A Figura 7 representa uma célula cristalina genérica, ilustrando a junção p-n e o efeito fotovoltaico.

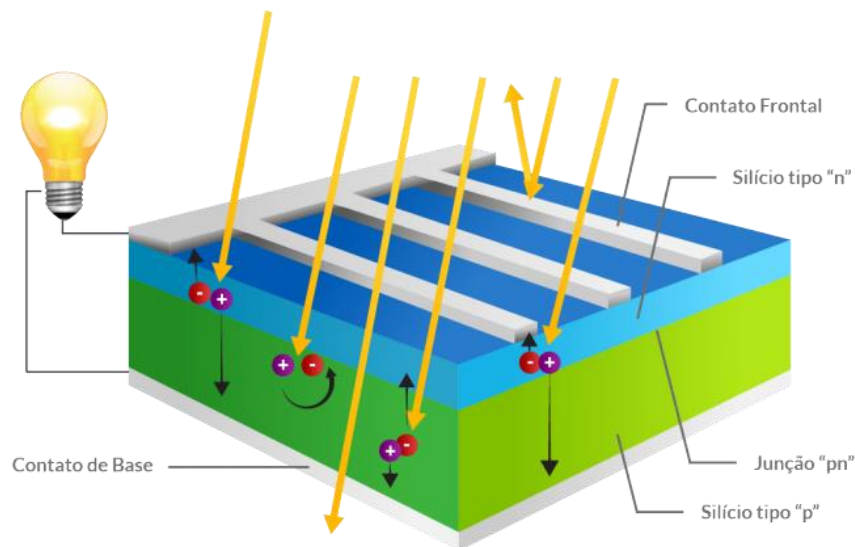


Figura 7 - Estrutura de uma célula cristalina com junção p-n e efeito fotovoltaico, retirado de [17]

Tipos de células fotovoltaicas

As células de silício cristalino são as mais comuns na tecnologia fotovoltaica e encontram-se divididas em dois tipos, consoante a densidade de defeitos na massa de silício, as monocristalinas e as policristalinas (ou multicristalinas).

O silício monocristalino é um sólido cristalino com uma estrutura cristalina contínua, sem fronteira entre os grãos ao longo de toda a massa, conferindo-lhe um aspecto uniforme. Em contraste, o silício policristalino consiste em vários grãos cristalinos com diversas orientações e fronteiras entre si, visíveis a olho nu. A estrutura cristalina não tem apenas consequências no aspecto visual da célula, existe também uma relação entre o tamanho do grão e a tensão de circuito aberto, V_{OC} , sendo esta maior nas células de estrutura monocristalina.

A célula cristalina moderna é composta por contactos metálicos frontais e respectivos conectores às células vizinhas, revestimento anti-reflexo, uma camada emissora com uma espessura bastante reduzida quando comparada com a camada tipo p. A reduzida espessura desta camada deve-se ao facto da maioria da luz ser absorvida perto da superfície frontal, nos primeiros 10 μm , onde são gerados a maioria dos portadores de carga.

Existem ainda algumas tecnologias baseadas em células de silício monocristalino que permitem obter eficiências elevadas, como o caso da célula PERL/PERC (*passivated emitter rear locally/contact*), a IBC (*interdigitated back contact*) ou a HIT (*heterojunction with intrinsic thin layer*), baseada na junção de semicondutores tipo p e tipo n de materiais distintos (semicondutores de silício monocristalino e amorfo), denominada heterojunção.

Uma alternativa à tecnologia dominante baseada em células cristalinas é a tecnologia de película fina (*thin film*), também conhecida por tecnologia fotovoltaica de 2ª geração. Estas células são compostas por películas com espessura muito inferior às pastilhas de silício usadas na tecnologia de 1ª geração, têm em geral eficiências mais baixas (as células de GaAs são a excepção à regra) e necessitam de um suporte para lhes conferir estabilidade mecânica (vidro, aço inoxidável ou películas de polímero), podendo ser até flexíveis.

A tecnologia III-V, onde o material mais comum é o arsenieto de Gálio (GaAs) é, das tecnologias de película fina, a que apresenta maior eficiência de conversão tanto em condições normais como em condições de concentração solar pois, geralmente usam um conceito de multijunções, fazendo um aproveitamento muito maior do espectro solar e da energia dele proveniente, sendo usada principalmente em aplicações espaciais e em tecnologias de concentração solar.

Entre as células e película fina destacam-se ainda outras tecnologias como é o caso das células de película fina à base de silício (amorfo ou nanocristalino), as células à base de semicondutores CIGS (disseleneto de cobre índio e gálio) e CdTe (telureto de cádmio), células orgânicas (à base de polímeros orgânicos condutores ou moléculas orgânicas) e as células híbridas, eu combinam tanto matérias orgânicos como inorgânicos ou se destacam as células sensibilizadas com corantes e as células de *perovskite*, estas ultimas tidas como o futuro da tecnologia FV para obter elevadas eficiências a baixo custo.

A Figura 8 pretende ilustrar, em resumo, a comparação entre algumas destas tecnologias através da eficiência de conversão conseguida em laboratório para células e módulos bem como a indicação das dimensões já conseguidas para cada um.

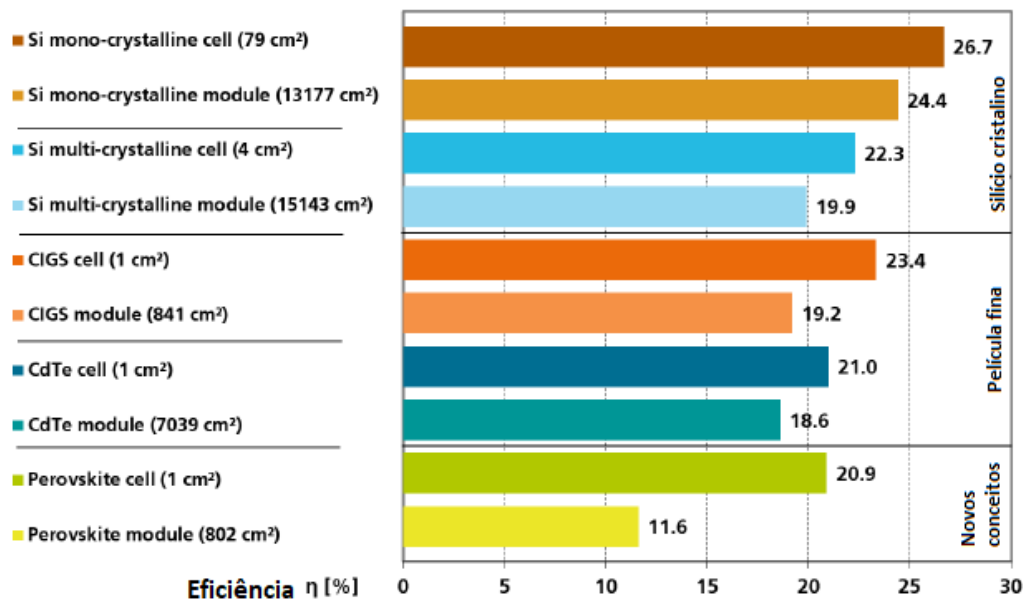


Figura 8 - Comparação entre eficiências em laboratório de células e módulos de várias tecnologias, adaptado de [18].

Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ir desde sistemas simples, compostos apenas por módulos fotovoltaicos e uma carga DC, a sistemas mais complexos, que necessitam de sistemas de armazenamento de energia ou de inversores para alimentar cargas AC e DC. Dependendo da sua configuração, os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas ligados à rede eléctrica, isolados ou híbridos, sistemas que combinam mais do que um gerador de energia (diesel, gás ou eólico) e requerem controladores mais sofisticados do que os sistemas isolados [16].

Um sistema tem a designação de conectado à rede quando existe uma ligação à rede eléctrica, através de inversores, responsáveis por converter a corrente DC produzida nos módulos, em corrente AC. Em sistemas integrados em edifícios, os inversores são conectados ao quadro de distribuição, onde a corrente AC é distribuída pelas cargas ou injectada na rede eléctrica quando produzida em excesso. No caso de a instalação requerer mais energia do que a produzida, ou em horas sem produção fotovoltaica, a rede compensa a demanda ou, alternativamente, são usados sistemas de armazenamento.

As grandes instalações fotovoltaicas, que podem ir até alguns MWp de potência instalada, não têm, geralmente uma unidade de utilização associada, funcionam como centrais eléctricas. Nestes casos a produção fotovoltaica é injectada directamente na rede através dos inversores [16].

Os sistemas isolados não têm qualquer ligação à rede, ao invés utilizam sistemas de armazenamento de energia para compensar maiores demandas ou consumos em horas sem produção fotovoltaica.

Quando são usadas baterias (sistemas de armazenamento) o sistema inclui um controlador de cargas, responsável por desligar o gerador fotovoltaico quando as baterias estão totalmente carregadas ou desconectar as baterias para que não sejam descarregadas abaixo do seu limite. É necessário dimensionar as baterias para que estas tenham a capacidade de armazenar energia suficiente para os consumos da instalação em período nocturno ou de baixa produção fotovoltaica.

Os sistemas com seguimento solar permitem seguir a trajectória diária e anual do Sol. Podem ir desde os sistemas mais básico de ajuste manual e sazonal da inclinação dos módulos a sistemas com controlo eléctrico ou termo hidráulico, com mais do que um eixo de rotação, capaz de seguir a altura e azimuth solar. Um sistema fotovoltaico com seguimento solar tem um ganho significativo de produção especialmente nos dias com maior quantidade de radiação directa. Em dias sem nebulosidade os ganhos de produção podem atingir os 50% e 300% no Inverno e no Verão, respectivamente, quando comparados com um sistema no plano horizontal [19].

Uma das alternativas aos sistemas fotovoltaicos convencionais com vista ao aumento da sua competitividade é a associação a sistemas de concentração solar. Este tipo de sistemas utiliza lentes ou espelhos de modo a concentrar a radiação solar nas células fotovoltaicas. O objectivo é reduzir a área da célula, de custo mais elevado por ópticas de concentração com menores custos, ao mesmo tempo que se atingem eficiências acima dos 25% na produção de electricidade e, nos casos em que estes sistemas utilizam a energia dissipada pelas células sob a forma de calor, eficiências globais de 75% [20].

Componentes de um sistema fotovoltaico

Os componentes de um sistema fotovoltaico podem variar consoante este está, ou não, conectado à rede. Para além dos módulos fotovoltaicos, o componente basilar de um sistema FV, muitos outros são indispensáveis para o correcto funcionamento de uma instalação, como a estrutura de montagem, componentes de armazenamento, conversores DC-DC, inversores DC-AC e os cabos. Até as cargas que o sistema FV alimenta, mesmo não sendo um componente do sistema, têm de ser tidas em conta quando de projecta uma instalação fotovoltaica.

O módulo fotovoltaico é um dispositivo onde várias células fotovoltaicas são conectadas em série ou em paralelo. As características da associação de célula em série ou em paralelo são expostas em 3.3, pelo que, de uma maneira geral, importa apenas referir que as características de corrente e tensão de um módulo FV podem ser ajustadas através de diferentes arranjos das células. Os módulos modernos tipicamente são constituídos por 60, 72 ou 96 células conectadas em série, de modo a reduzir as perdas resistivas. Módulos com configuração em paralelo não são ideais pois funcionam com correntes elevadas e tensões muito baixas, resultando em elevadas perdas resistivas e condições desajustadas para o inversor [16].

Os módulos fotovoltaicos, são fabricados para garantir entre 80% e 90% da sua produção inicial durante 25 anos. Para isso a degradação dos seus componentes deve ser

reduzida ao máximo, devendo estes resistir a várias condições de temperatura e desgaste mecânico, humidade ou à irradiação solar. A Figura 9 ilustra a estrutura típica de um módulo FV de c-Si.

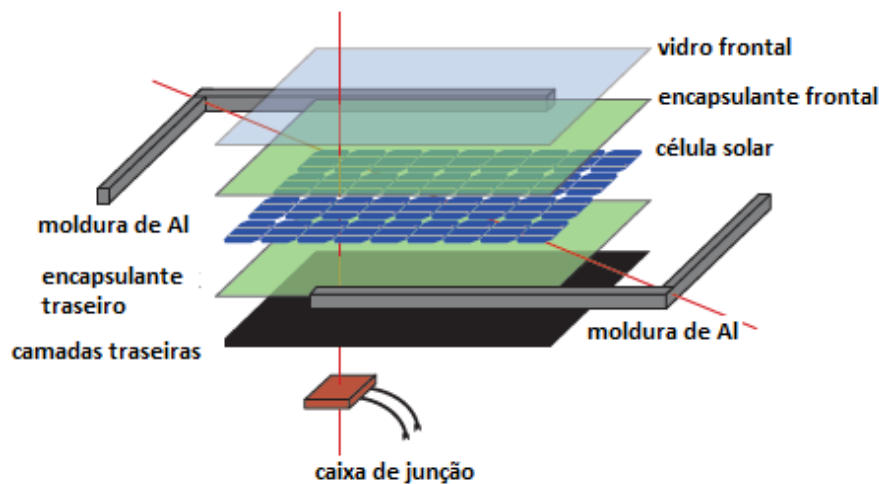


Figura 9 - Ilustração de um módulo FV típico de c-Si, adaptado de [16].

Um módulo fotovoltaico típico é constituído por várias camadas empilhadas:

- Camada frontal de alguns milímetros de vidro temperado e transparente, capaz de deixar passar a radiação incidente e resistente ao impacto, responsável por conferir a estabilidade mecânica;
- Duas camadas de encapsulamento, tipicamente de EVA (acetato-vinilo de etileno), um polímero termoplástico entre as quais as células são ensanduichadas;
- A camada traseira que actua como uma barreira para a humidade, geralmente uma combinação de materiais que lhe confere baixa permeabilidade e resistência ao intemperismo.
- Estrutura do módulo, geralmente de alumínio, que lhe confere estabilidade mecânica;
- Caixa de junção, na parte traseira do módulo, onde se encontram as ligações eléctricas das células e partir da qual os módulos são conectados entre si e a outros componentes do sistema FV.

A escolha das camadas que a luz atravessa antes de atingir as células é de extrema importância do ponto de vista óptico pois, com um coeficiente de refração crescente, actuam como um revestimento anti-reflexo, aumentando a quantidade de radiação que atinge as células e, consequentemente, a produção fotovoltaica.

O termo inversor pode ser usado para definir o inversor, o componente electrónico responsável pela conversão DC para AC ou o dispositivo fabricado, que contém um MPPT, um conversor DC-DC e um conversor DC-AC (no caso de se usarem baterias, pode também conter um controlador de carga). Esta é uma tecnologia essencial aos sistemas FV, responsável por extrair a máxima potência de um gerador FV e fornecê-la às cargas ou à rede. Em sistemas conectados à rede o inversor é responsável por fornecer a potência com o menor componente harmónico na corrente possível e factor de potência próximo da unidade. Em sistemas isolados é responsável por regular a tensão de saída do sistema.

Configuração eléctrica do sistema FV

Os inversores são implementados num sistema FV dependendo da arquitectura adoptada para esse mesmo sistema. Cada arquitectura tem as suas características,

vantagens e desvantagens, que determinam qual será a mais adequada a um sistema específico.

A Figura 10 ilustra diferentes tipos de arquitectura para um sistema FV: inversor central (a), inversor de módulo (b), inversor de cadeia (c) ou inversor de múltiplas cadeias (d), que determinam as interconexões entre os módulos e a interface com a rede.

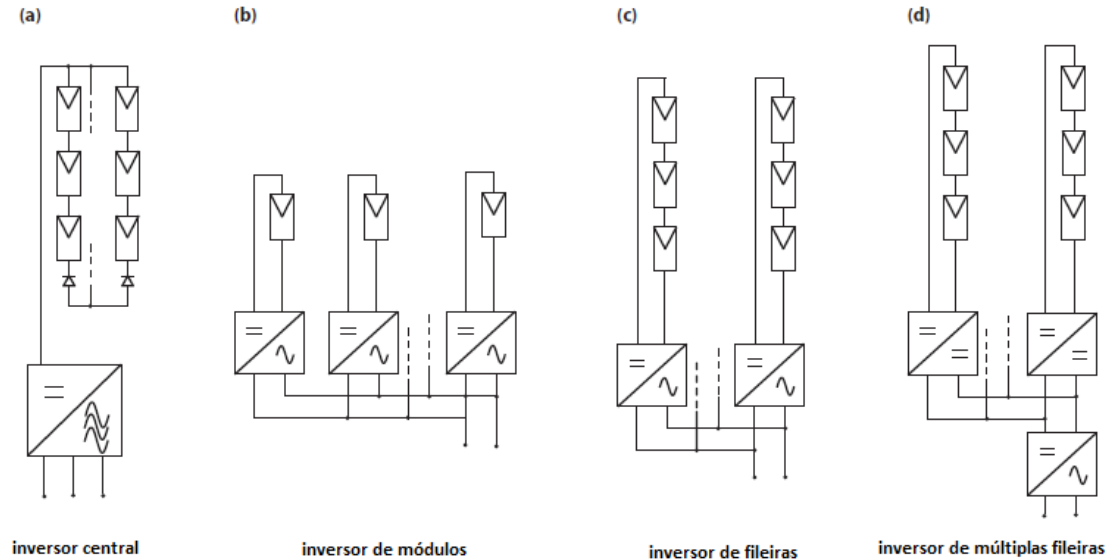


Figura 10 - Diferentes arquitecturas de sistemas FV adaptado de [16].

a) Inversor central

Nesta disposição, a mais simples possível num sistema FV e empregue em grande centrais fotovoltaicas, os módulos são conectados em várias cadeias em paralelo formando uma matriz, conectada a apenas um inversor central. Apesar de esta configuração apresentar o mais baixo custo por kWp de potência instalada, apresenta algumas desvantagens:

- Grandes distâncias de cablagem para transportar elevadas potências. As medidas de segurança adicionais necessárias no isolamento de cabos e disjuntores acrescem ao custo da instalação;
- Elevadas perdas por incompatibilidade pois todas as cadeias funcionam com o mesmo MPP;
- Baixa flexibilidade e capacidade de expansão do sistema;
- Perdas de potência nos díodos das cadeias.

b) Inversor de módulo

Nesta configuração os inversores, com apenas algumas centenas de watts de capacidade, operam directamente no módulo ou num conjunto de módulos. É a arquitectura que confere a maior flexibilidade, capacidade de expansão com baixo custo de investimento e reduzidas perdas por incompatibilidade. Em contrapartida, como são integrados nos módulos, este tipo de inversor tem de ser resistente a condições climáticas adversas (temperaturas elevadas e variação sazonal).

c) Inversor de fileira

A configuração de inversor de fileiras combina as vantagens da topologia de inversor central e integrado em módulos, operando com fileiras de vários módulos em série com potência instalada de alguns kWp e tensões até 1 kV.

A desvantagem deste tipo de sistemas prende-se com as elevadas tensões geradas, do mesmo modo que num inversor central, com a agravante de este tipo de configuração ser usado em instalações residenciais ou comerciais, sem uma estrutura de suporte ou requisitos de segurança adequados, devendo ser dada especial importância às questões de protecção do sistema, especialmente aos cabos DC.

d) Inversor de múltiplas fileiras

A configuração que combina múltiplas fileiras de módulos foi desenvolvida para combinar o elevado rendimento energético do inversor de fileira com o baixo custo do inversor central. Neste caso são usados conversores DC-DC numa ou várias cadeias de módulos, cada uma com um rastreamento do MPP, optimizando independentemente a produção de energia de cada cadeia de módulos.

Para além das configurações descritas, existe uma outra alternativa, que combina a configuração de inversor por fileiras com o conceito *mestre/escravo*. Em situações de fraca irradiação, o sistema FV é conectado a apenas um inversor e, os restantes vão sendo ligados consoante o nível de irradiação, criando pequenas unidades que funcionam próximo da carga máxima, onde têm a sua eficiência máxima.

1.3 Objectivos do projecto

Esta dissertação tem como principal objectivo comparar diferentes ferramentas de cálculo de produção fotovoltaica.

Para atingir o objectivo principal definiram-se os seguintes patamares intermédios:

- Seleccionar a ferramenta de referência e desenhar uma instalação com a mesma ferramenta;
- Identificar os parâmetros de comparação entre as várias ferramentas;
- Comparar a produção estimada por cada ferramenta e identificar o erro associado à utilização de cada uma.

1.4 Metodologia do trabalho

A metodologia do presente trabalho, com vista ao cumprimento dos objectivos propostos passou, inicialmente por uma avaliação do estado da arte da tecnologia e dos conceitos envolvidos no projecto de centrais fotovoltaicas. Esta avaliação teórica, numa segunda fase, estendeu-se às diversas ferramentas de dimensionamento e análise do desempenho de centrais FV seleccionadas:

- PVsyst, a ferramenta utilizada actualmente nos projectos de implementação FV da empresa;
- IESve, a ferramenta utilizada pela empresa para a simulação do desempenho energético de edifícios e que também permite estudar o desempenho de uma instalação FV;
- PVGIS, uma das várias opções alternativas, disponível online e gratuitamente por uma instituição oficial europeia, conferindo credibilidade à ferramenta.
- Cálculo teórico através de indicadores de desempenho, um cálculo com base em valores aproximados de irradiação disponível na região e do desempenho típico

de sistemas FV, um cálculo simples e sempre útil para uma estimativa rápida da produção anual de energia.

A análise dos softwares teve forçosamente de passar por várias fases de aprendizagem, nomeadamente:

- do modo de funcionamento de cada um;
- da complexidade dos parâmetros envolvidos na definição dos projectos;
- da variedade de resultados disponíveis;
- dos métodos de cálculo associados à estimativa da produção de energia.

Recolhida a informação relevante, foi seleccionada a ferramenta de referência, com base no elevado nível de detalhe dos parâmetros que definem o sistema fotovoltaico e na complexidade da simulação do desempenho do mesmo. O PVsyst, como software de referência no mercado (de acordo com os projectos em que a empresa está envolvida) que melhor cumpre os parâmetros desejados para a instalação de referência, serviu de base à criação da central FV modelo.

Esta central, tida como a referência de comparação entre as várias ferramentas, foi projectada para um edifício comercial, adaptado de um caso real, localizado em Vila do Conde (Edifício A) e com as seguintes características assumidas:

- cobertura plana e sem sombreamentos externos;
- objectivo de maximizar o aproveitamento da área disponível;
- utilizando componentes tidos como correntes na implementação de sistemas semelhantes, de acordo com projectistas consultados.

Para ser tida como modelo, todos os parâmetros com influência no desempenho do sistema foram analisados e dimensionados utilizando as ferramentas de optimização e auxílio do software. Deste dimensionamento foram retirados alguns indicadores de desempenho tidos posteriormente como referência para centrais FV genéricas:

- Ocupação de área da cobertura;
- Taxa de ocupação do solo (GCR);
- Orientação e inclinação óptimas;
- Desempenho de módulos e inversores;
- Desempenho global do sistema (PR).

A comparação entre as várias ferramentas baseou-se no valor anual da produção de energia, resultante da simulação do desempenho da central. Como primeira análise e com o intuito de avaliar o comportamento dos diferentes softwares, os parâmetros da instalação de referência foram replicados de acordo com os dados de entrada necessários em cada ferramenta e analisados os desvios da produção estimada de energia, em relação à mesma instalação modelo.

Ainda no contexto de comparação das ferramentas foi estudado o seu comportamento quando sujeitas à variação das condições iniciais:

- Azimute;
- Inclinação;
- Ficheiro climático;
- Sombreamento externo
- Qualidade dos dados exportados para aplicação ao regime de autoconsumo.

Para isso, e continuando a ter como modelo a instalação projectada no PVsyst, foram variados os parâmetros de orientação e inclinação e estudado o modo como cada uma das ferramentas se comporta para as diferentes configurações testadas.

Tendo em conta que cada ferramenta tem o seu método de obtenção de dados climáticos, foi também estudada a influência que estes têm nos desvios de produção anual. Para isso foi analisada a possibilidade de simular a instalação de referência utilizando um ficheiro climático comum aos três softwares (não considerando para este estudo o cálculo por indicadores). Este estudo teve também como objectivo analisar os métodos utilizados por cada ferramenta para o cálculo do fluxo de radiação incidente no plano dos módulos, dispondo dos mesmos dados meteorológicos.

De entre as ferramentas estudadas durante este trabalho, o PVsyst e o IESve são as únicas que dispõem de capacidade para, através da criação de um modelo 3D da central FV, calcular a influência do sombreamento na produção final de energia. Foram comparadas três situações com níveis de sombreamento distintos, adicionando, ao modelo 3D, obstáculos com dimensão e posicionamento idênticos e comparando a produção final de energia em relação ao PVsyst:

- Sem sombreamento externo e apenas com influência do sombreamento entre fileiras (instalação de referência);
- Com sombreamento externo provocado por um edifício colocado na fachada Sul;
- Com sombreamento externo provocado por vários edifícios, colocado em mais do que uma fachada.

Como última análise tendo por base a instalação desenhada no PVsyst, foram exportados os valores horários de produção fotovoltaicas nas três ferramentas que o permitem (PVsyst, IESve e PVGIS) e cruzados com dados de consumo do edifício para analisar a produção em termos horários e a sua aplicação ao uma potencial situação de dimensionamento para autoconsumo:

- Utilizando a ferramenta do PVsyst que permite a importação de dados de consumo horário a ter em conta durante a simulação;
- Exportação de dados horários (PVsyst e PVGIS) e bi-horários (IESve) de produção para folha de cálculo em Excel.

O segundo estudo realizado não teve como modelo de comparação a instalação de referência desenhada, mas sim o projecto e implementação de quatro instalações pré-dimensionadas com a mesma ferramenta de referência (PVsyst), pertencentes ao portefólio da empresa:

- Edifício B – edifício industrial;
- Edifício C – edifício de escritórios;
- Edifício F – edifício comercial;
- Edifício V – edifício comercial.

Estas centrais FV implementadas em edifícios com localizações e configurações diferentes serviram como acréscimo à amostra de casos testados. Seguindo a mesma lógica de comparação, os parâmetros de definição das várias instalações foram replicados nas diferentes ferramentas e analisados os desvios de produção anual de energia em relação ao projecto realizado no PVsyst.

Depois de, nos dois casos anteriores se ter estudado o comportamento das ferramentas em diversos ambientes, este último teve como objectivo responder ao problema proposto:

- Averiguar qual o erro associado à utilização de uma ferramenta simplificada sem o auxílio de um software especializado no dimensionamento da central FV.

Agora, em vez de replicar os mesmos parâmetros, foram apenas utilizados os dados que poderiam ser obtidos sem o auxílio do PVsyst, dentro do detalhe permitido por cada ferramenta:

- Dados geográficos do local de implementação;
- Orientação das fachadas e inclinação das coberturas;
- Áreas disponíveis para implementação;
- Dados dos componentes fornecidos nas fichas técnicas;
- Indicadores de desempenho (aprendidos com o dimensionamento da instalação de referência, para uma central FV genérica).

Numa primeira fase do estudo, a metodologia enunciada foi aplicada à instalação de referência com o objectivo de maximizar a área ocupada.

A aplicação das ferramentas nas instalações fornecidas foi o último estudo deste trabalho. Seguiu a mesma metodologia do anterior e, para cada caso foram considerados parâmetros iniciais diferentes de modo a tornar esta comparação adequada ao projecto usado como referência:

- Edifício B: partindo das áreas de implementação disponíveis;
- Edifício C: partindo da área total de módulos;
- Edifício F: partindo da potência nominal instalada;
- Edifício V: partindo da potência nominal instalada.

Findados os estudos das ferramentas, e como auxílio às conclusões da dissertação, foi desenvolvida uma matriz de avaliação, implementada numa folha de cálculo Excel e tem como objectivo qualificar cada ferramenta de acordo com parâmetros definidos, tendo cada um em conta aspectos concretos que influenciaram a sua utilização durante este trabalho:

- Acessibilidade;
- Versatilidade;
- Nível de detalhe do dimensionamento;
- Precisão dos resultados obtidos;
- Velocidade de definição e simulação;
- Simplicidade de utilização.

1.5 Estrutura do relatório

Este relatório encontra-se dividido em cinco secções. A primeira tem como objectivo apresentar um enquadramento e contextualização do panorama nacional e mundial da tecnologia fotovoltaica, enunciar os objectivos do trabalho e a metodologia seguida ao longo do mesmo.

A secção 2 pretende apresentar uma descrição de cada uma das ferramentas, a versatilidade de simulações e resultados possíveis de realizar e obter, respectivamente, o nível de detalhe com que se pode dimensionar uma central FV e os métodos de cálculo que cada um utiliza, tanto para obter e tratar os dados climáticos, como para estimar a produção anual de energia. Excepto para o PVsyst, nesta secção é também descrito o procedimento seguido para a introdução dos parâmetros obtenção dos resultados da simulação.

Na secção 3 é feita a descrição detalhada do método utilizado para definir a instalação de referência no PVsyst, os parâmetros de projecto, orientação, sistema, perdas detalhadas e o sombreamento. É ainda descrito a forma como este software trata cada um destes parâmetros durante a simulação.

A caracterização do caso de estudo é feita na secção 4. Aqui é demonstrado como foi projectada a instalação de referência para o Edifício A e apresentados os resultados obtidos da simulação. São também apresentadas todas as comparações feitas entre as várias ferramentas referentes à instalação de referência, variantes criadas e centrais projectadas para os Edifícios B, C, F e V, assim como os resultados das várias simulações. Por último, é apresentada a matriz de avaliação desenvolvida, enunciados todos os parâmetros que a constituem.

A secção 5, última deste relatório, é onde são enunciadas as conclusões do estudo realizado.

2 Caracterização das ferramentas: PVsyst, PVGIS, IESve e cálculo por indicadores

2.1 PVsyst

2.1.1 Informação geral sobre o software e funcionalidades

O PVsyst é um software perito no desenvolvimento e estudo detalhado de sistemas fotovoltaicos conectados à rede eléctrica, isolados, para redes DC ou para bombagem e é direccionado para o uso em engenharia, arquitectura ou investigação. Este software é fornecido em vários idiomas e para usufruir de todas as funcionalidades é necessário adquirir uma licença de activação que pode ir de 930 € para a versão Pro (limita instalações a 30 kW) a 1200 € para a versão *premium*. As licenças são de tempo ilimitado, mas têm obrigatoriamente de ser renovadas a cada seis meses, sem custos adicionais. O suporte de actualizações só está disponível por um ano e, se pretendido deve ser renovado anualmente, com um custo de 280 €.

Este software está dividido em quatro secções, o pré-dimensionamento, a concepção do projecto, base de dados e as ferramentas. Apesar de referir outro tipo de sistemas que o software permite dimensionar e estudar, apenas serão analisados em detalhe os sistemas com ligação à rede tratados nesta dissertação. O pré-projecto permite fazer uma breve aproximação ao dimensionamento de sistemas ligados à rede, isolados e de bombagem, sem seleccionar componentes reais e avaliar o seu desempenho com base em valores médios mensais de radiação para uma localização seleccionada, um arranjo fotovoltaico definido pela área activa, potência nominal ou produção anual, a orientação do plano colector (inclinação e azimuth) e algumas especificações do sistema (tipo e tecnologia de módulo, local de montagem e ventilação). Há ainda alguns detalhes opcionais como a definição do horizonte ou as dimensões de uma disposição por fileiras para análise de sombreamentos. Os resultados são apresentados em tabelas e gráficos com valores mensais e anual de radiação disponível no plano colector e produção fotovoltaica.

No sector da base de dados é possível consultar, adicionar ou editar dados meteorológicos e de componentes ou gerar dados horários de radiação para vários locais. Já o sector “ferramentas” permite utilizar várias ferramentas de optimização de orientação, do comportamento eléctrico do sistema e ainda analisar e comparar dados medidos em sistemas reais.

O sector “Concepção do projecto” é o principal deste software e onde se realiza o dimensionamento detalhado do sistema, modelo 3D da instalação para cálculo de sombreamento, definição detalhada das perdas e a simulação horária.

O PVsyst disponibiliza um mapa interactivo para a selecção do local pretendido, apra onde faz a importação directa de dados climáticos do software Meteonorm 7.2, de dados na NASA-SSE ou do PVGIS-TMY. A definição dos parâmetros de projecto é

opcional, mas permite a utilizadores avançados editar alguns parâmetros do dimensionamento do software.

A cada projecto tem de ter associado um ficheiro de localização e meteorológico, mas podem ser criadas várias variantes do sistema com diferentes parâmetros, principais (orientação, sistema, perdas detalhadas, autoconsumo e armazenamento) e opcionais (horizonte, sombreamento próximo, disposição dos módulos, gestão de energia e avaliação económica).

Orientação

Para definir a orientação é necessário indicar o tipo de campo. Para o caso mais simples, apenas um plano fixo inclinado, é necessário indicar os valores do azimute (em relação a Sul) e inclinação do mesmo plano (em graus). O software possui uma ferramenta interactiva que ilustra os ângulos escolhidos bem como uma optimização da inclinação para que as perdas de radiação em relação ao caso óptimo sejam minimizadas. Esta optimização pode ser feita para uma média anual ou para os períodos de Verão e Inverno individualmente.

Este é o caso mais simples, no entanto o PVsyst permite definir a orientação de vários tipos de campo, fixos ou com sistemas de seguimento solar:

- Várias orientações
- Ajusta sazonal da orientação
- Fileiras “ilimitadas”
- Protectores solares “ilimitados”
- Seguimento com Eixo horizontal “ilimitado”
- Seguimento com Eixo horizontal/ inclinado N-S
- Seguimento com Eixo horizontal E-O
- Seguimento com Eixo vertical
- Protector solar com seguimento
- Seguimento com dois eixos
- Seguimento com dois eixos em caixilho N-S
- Seguimento com dois eixos em caixilho E-O

Sistema

Nesta secção é definido todo o sistema fotovoltaico, escolha do modelo de módulos e inversores e dimensionamento do arranjo fotovoltaico em fileira e número de módulos por cada fileira.

O PVsyst permite a criação de vários sub-grupos com configurações e orientações distintas. Cada grupo é caracterizado por um modelo de módulo e inversor. Os módulos podem ser filtrados por fabricante, ano a partir do qual começaram a ser produzidos ou característica específica (módulos bifaciais, por exemplo) e, abrindo a página do módulo é possível observar e editar todas as especificações do fabricante. Caso o modelo pretendido não conste da base de dados do PVsyst, é possível criar um módulo com as características desejadas. O mesmo acontece com o inversor, sendo ainda possível, caso o modelo seleccionado possua a tecnologia, utilizar a funcionalidade de múltiplos MPPT (número de MPPT's do inversor é indicado na página). Neste caso, na vez de indicar o número de inversores a utilizar, terá de ser definido o número de MPPT's.

Seleccionados os modelos de módulo e inversor, é possível utilizar a ferramenta de auxílio no dimensionamento, indicando a potência pretendida ou área que se pretende ocupar, obtendo um dimensionamento automático do sistema. Na secção “Condições de

dimensionamento Grupo/Inversor” é possível analisar as curvas características resultantes do sistema e perdas de sobre potência bem como a distribuição da potência à saída do inversor, para um dimensionamento mais detalhado. São apresentadas ainda as condições de funcionamento, para o *layout* dimensionado e apresentada uma mensagem que informa quando os inversores são subdimensionados ou sobredimensionados. Com a definição do sistema e orientação, todos os parâmetros obrigatórios para que seja possível executar a simulação estão completos.

Perdas detalhadas

Na secção das perdas detalhadas é possível definir todos os parâmetros que vão afectar a produção final à saída dos módulos em relação à potência nominal dos módulos nas CTS, de acordo com as recomendações da *JRC/Ispra European Center* através do índice de desempenho normalizado e do índice de desempenho. As perdas consideradas pelo PVsyst são:

- Parâmetros térmicos
- Perdas resistivas
- Qualidade dos módulos
- Degradação por LID (*light induced degradation*)
- Incompatibilidade entre módulos
- Incompatibilidade entre fileiras
- Sujidade
- Efeito do Angulo de incidência (IAM)
- Consumos auxiliares
- Envelhecimento dos módulos
- Indisponibilidades do sistema
- Correção espectral

Sombreamento

A definição do sombreamento nesta ferramenta é opcional e pode passar pela simples definição da linha do horizonte ou pelas sombras próximas. Para ambos os casos, existe uma ferramenta própria onde é possível definir as sombras existentes sobre a instalação ou importar dados de outras plataformas, bem como guardar os modelos criados. O sombreamento próximo não pode ser tratado sem a definição de um modelo 3D da instalação e da sua envolvente, para a qual é possível criar objectos elementares, edifícios ou superfícies com módulos, definir detalhadamente o seu posicionamento e orientação, analisar a posição do Sol e o sombreamento provocado por este a cada hora do dia, durante o ano. O modelo pode ser criado dentro do PVsyst mas também é possível importar objectos, edifícios ou a totalidade do modelo de outros software de desenho 3D, em formato .3DS ou .DAE, ficheiro Helios3D ou ficheiro topográficos em formato .CSV bem como exportar o modelo do PVsyst em formato .SHD. Para um cálculo ainda mais detalhado do efeito do sombreamento, é possível detalhar a disposição dos módulos nas fileiras e tratar o efeito eléctrico provocado.

O PVsyst permite ter em conta sistemas dimensionados para autoconsumo e, apesar de não dimensionar a instalação de acordo com o perfil de consumo, permite adicioná-los à simulação. É possível definir uma grande variedade de perfis ou importar de um ficheiro CSV com dados horários e sub-horários.

Para instalações com sistemas de armazenamento de energia, é possível definir várias estratégias (autoconsumo, *peak shaving* ou *backup*), seleccionar uma bateria específica, do mesmo modo que se seleccionam os módulos ou inversores, e os parâmetros de funcionamento da bateria (limiares de carga e descarga, parâmetros de

carga, condições de funcionamento ou parâmetros do inversor bateria-rede). Os parâmetros de armazenamento não serão analisados em detalhe pois não é objecto desta dissertação estudar sistemas com armazenamento.

Na secção de gestão de energia é possível definir diversos parâmetros adicionais como a temperatura do inversor, factor de potência, limitação de potência tanto ao nível do inversor como da injeção de excedente na rede, ou definir uma estimativa P50-P90 para uma abordagem probabilística da simulação. Neste ponto, todas as variáveis possíveis estão definidas para se executar a simulação.

O sumário da simulação é apresentado num relatório final, resumindo os parâmetros relevantes para a mesma e os resultados. Para além dos resultados apresentados no relatório, todas as variáveis pré-definidas pelo utilizador antes da simulação podem ser armazenadas em valores horários, diários ou mensais e exportadas para um ficheiro em formato CSV. Os valores horários podem ser apresentados em gráficos de evolução temporal, dispersão ou histogramas com as variáveis definidas pelo utilizador e adicionados ao relatório final da simulação.

O relatório contém os parâmetros da simulação, definidos pelo utilizador, que incluem os dados de localização, orientação, características do sistema fotovoltaico e factores de perdas considerados. Caso sejam definidas perdas por sombreamento próximos, é ainda apresentado o modelo 3D da instalação bem como a carta solar com indicação do factor de perdas linear. As páginas seguintes apresentam os principais resultados da simulação (produção anual, específica e o índice de desempenho) e os gráficos e tabelas definidos pelo utilizador. Por defeito são representados gráficos com valores mensais da produção normalizada e do índice de desempenho, tabela com balanço mensal dos vários componentes da radiação disponível e principais resultados da simulação.

O diagrama de perdas está sempre presente no relatório e permite uma avaliação rápida da qualidade do sistema FV projectado, através da representação esquemática da perda percentual de produção associada a cada uma das perdas.

Após a execução de uma primeira simulação, é ainda possível realizar uma avaliação económica detalhada do sistema, definindo os custos directos e indirectos, como o custo dos componentes, taxas, financiamento ou manutenção. A definição das tarifas de electricidade está apenas disponível para sistemas conectados à rede onde é possível definir uma tarifa fixa, sazonal ou importar um ficheiro em formato CSV com os valores aplicados à energia vendida à rede, cujo formato é especificado em [21]. É ainda possível definir as tarifas de consumo, a ser aplicadas à energia consumida proveniente da instalação fotovoltaica, estando esta opção dependente da definição dos consumos antes da simulação. Importa salientar que o software apenas permite a definição de tarifas horárias para a energia vendida à rede e não da energia consumida, onde apenas é possível definir um modelo *peak/off-peak*. Neste sentido, não é possível replicar com precisão a situação legislativa nacional, no caso de uma tarifa tetra horária.

Os resultados financeiros são apresentados na mesma ferramenta, onde é feita uma análise do *cash-flow* para cada ano de operação da instalação e apresentada a rentabilidade a longo prazo, através do cálculo do valor e período de retorno do investimento, baseados no investimento inicial, custo de operação e tarifas definidas. O método de cálculo detalhado destes parâmetros financeiros é descrito em [21].

É ainda possível realizar uma avaliação carbónica em termos de emissões de CO₂ evitadas.

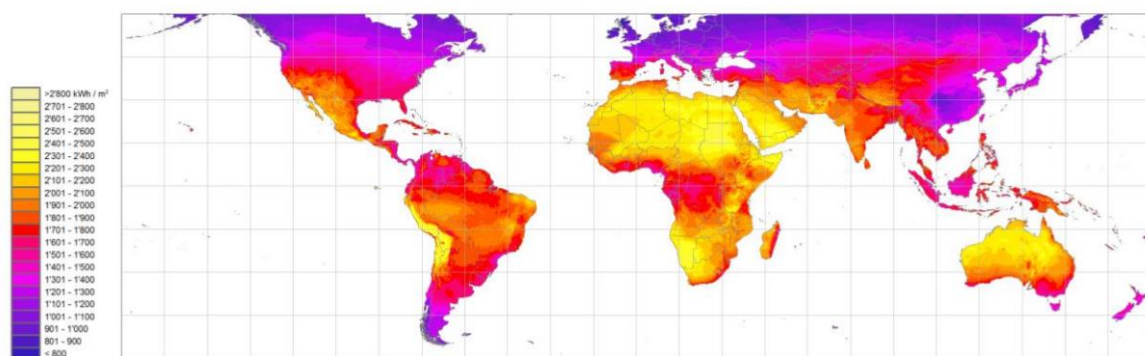
2.1.2 Método de cálculo do PVSYST

A simulação do PVSYST tem em conta mais de 50 variáveis distintas, acumuladas em valores mensais. Algumas das variáveis mais importantes da simulação são definidas a partir dos valores horários do ficheiro meteorológico (irradiação horizontal global, irradiação horizontal difusa, temperatura e velocidade do vento), tornando o método de obtenção dos dados meteorológicos de elevada importância. O PVSYST permite a edição da base de dados climática, no entanto quando uma localização é definida no software, realiza a importação directa de dados do software Meteonorm 7.2 e das bases de dados do PVGIS e NASA-SSE.

O software Meteonorm fornece dados meteorológicos mensais para qualquer região do planeta e gera dados horários sintéticos através dos dados mensais. Estes dados não são afectados por sombreamentos provocados por obstáculos na linha do horizonte, esse efeito deve ser adicionado no PVSYST. O método de obtenção de dados utilizado pelo Meteonorm é baseado nos dados de várias bases de dados internacionais, reunidos em mais de 8300 estações meteorológicas. Os dados de radiação são tratados recorrendo a seis procedimentos de controlo de qualidade e a informação em falta substituída recorrendo a bases de dados adicionais, assegurando uma distribuição homogénea das estações meteorológicas. Os dados de radiação são calculados para períodos de pelo menos 10 anos, uniformes para cada continente.

Para áreas remotas, sem dados terrestres disponíveis, o Meteonorm utiliza dados de satélite para interpolar os dados de radiação. Este processo é utilizado quando não há dados disponíveis num raio de 200 km (ou 50 km na Europa) do local escolhido. Para localizações num raio superior a 30 km (ou 10 km na Europa) da estação disponível, o Meteonorm faz uma mistura entre os dados terrestres e os dados de satélite. O processamento das imagens de satélite é feito recorrendo a métodos como o Heliosat II, onde três fotografias horárias obtidas pelos cinco satélites geoestacionários são processadas em dados de radiação global diária e somada em dados mensais, interpolados com as medições terrestres. A Figura 11 ilustra o mapa dos dados anuais de irradiação global com base em medições terrestre e de satélite usado pelo Meteonorm 7.2, em kWh/m², tendo o tom azulado os valores mais baixos (800 – 900 kWh/m²) e o tom amarelo os mais elevados (2200 - 2800 kWh/m²).

Somatório anual da irradiação global horizontal (IGH)



Fonte: Meteonorm 7.2; Incerteza de 8%; Período: 1991-2010; tamanho da célula da rede: 0.125°



Figura 11 - Mapa do somatório anual de irradiação global horizontal (kWh/m²) baseado em dados terrestres e de satélite para o período 1991 – 2010 usado no Meteonorm 7.2, adaptado de [21].

Os dados importados directamente da base de dados NASA-SSE são provenientes de dados de satélite, em base mensal para um período contínuo de 22 anos, para uma rede com células de 1° x 1°. Estes dados são considerados como uma média entre a área da célula e não são produzidos com a intenção de substituir medições terrestres de qualidade,

mas sim para cobrir áreas sem dados terrestres ou melhorar os já existentes. Os dados provenientes da base de dados do PVGIS serão abordados na secção 2.3.3.

Como o processo de simulação requer valores instantâneos, (assumidos como médias horárias) é necessário gerar dados horários sintético de irradiação, temperatura e velocidade do vento através dos valores mensais ou diários disponíveis. Este processo é realizado pelo PVSYST usando o algoritmo do software Meteonorm 7.2 tanto para valores de irradiação global horizontal como para separar as componentes difusa e directa.

O cálculo realizado na simulação do PVSYST começa por ter em consideração os factores de atenuação da radiação difusa e do albedo, contantes ao longo do ano, integrando simultaneamente os factores de sombreamento do horizonte e obstáculos próximos, bem como os factores do angulo de incidência (IAM). Definidos estes factores, a cada hora a simulação realiza o cálculo da energia incidente efectiva, tendo em conta:

- Valores horários do ficheiro meteorológico para irradiação global horizontal, componente directa e difusa, temperatura e velocidade do vento;
- Transposição da irradiação global, difusa e do albedo para o ângulo do plano colector, através do modelo escolhido pelo utilizador (Hay ou Perez);
- Correção da componente directa da irradiação devido ao horizonte, sombreamento próximo (quando definidos) e ao ângulo de incidência (IAM);
- Atenuantes da componente difusa e do albedo;
- Factor de sujidade aplicado em todas as componentes da irradiação.

Concluída esta etapa da simulação, é definida a energia que efectivamente chega aos módulos fotovoltaicos e que está disponível para a conversão em energia eléctrica. Esta é a energia, dada em kWh/m² que é multiplicada pela área e eficiência de conversão dos módulos para se obter a energia nominal, de acordo com as CTS. Para calcular a energia “virtual” no ponto de potência máxima (MPP) e a energia efectivamente disponibilizada pelo sistema FV, a simulação calcula, de forma independente para cada subgrupo com orientações diferentes:

- A temperatura dos módulos através de um balanço entre energia absorvida e dissipada por calor;
- O ponto de operação do sistema (MPP) a condições CTS;
- A perda devido ao desempenho do módulo com baixo nível de irradiação;
- A perda devido à temperatura das células;
- A perda espectral dependendo do tipo de módulo;
- A perda devido a incompatibilidades eléctricas devido ao sombreamento;
- A perda devido à qualidade dos módulos;
- Perda devido ao efeito LID;
- Perdas por incompatibilidade entre módulos e fileiras;
- Perdas resistivas na cablagem.

Calculado o efeito de todos estes factores no desempenho do sistema FV, obtém-se a energia disponível no ponto máximo de operação do sistema. Esta energia pode ainda ser afectada pela potência do inversor, condições de limitação, ou a conexão com baterias, resultando numa perda adicional. Quando é usado um sistema de armazenamento, a energia que não é passível de ser armazenada na bateria é tida como uma perda adicional.

Quando são definidos grupos com orientações diferentes, o resultado é uma média das diferentes orientações (tendo em conta o peso da área de cada um) e, caso partilhem

o mesmo inversor, as suas características são combinadas para se atingir um ponto máximo de operação comum.

A próxima etapa de simulação está dependente do tipo de sistema projectado. No caso de sistema conectado à rede eléctrica, o comportamento do inversor tem de ser tido em conta a cada instante da seguinte forma:

- Quando a energia proveniente dos módulos não é suficiente para atingir o limiar de entrada do inversor, estes são considerados como um circuito aberto, com corrente nula e tensão igual à tensão de circuito aberto, V_{OC} ;
- Quando é excedida a potência nominal do inversor, este vai procurar o ponto de operação correspondente na curva I-V ou é desligado, dependendo das características de funcionamento do inversor escolhido;
- Quando a tensão no MPP atinge a tensão limite do inversor, a curva característica é ajustada para esta mesma tensão;
- Quando os parâmetros de funcionamento dos módulos estão dentro do intervalo de operação do inversor, esta força os módulos ou fileiras de módulos a operar no seu ponto máximo e a energia à saída é ditada pela sua curva de eficiência;

A perda de energia devida ao ponto de operação ideal do inversor é acumulada de forma independente para cada um dos casos, bem como a corrente e tensão de operação dos módulos. Da energia disponível à saída do inversor, caso seja definido o consumo da instalação associada, é feita a contabilização entre a que foi autoconsumida e injectada na rede eléctrica.

No caso de sistema isolado da rede, a simulação tem de ter em conta, simultaneamente, a produção fotovoltaica, as baterias e as necessidades do consumo e, fazer o balanço da corrente aos terminais da bateria, o ponto de encontro onde todas as tensões são iguais. Este balanço é feito por sucessivas iterações pois para cada componente (módulos, bateria, cargas e possível gerador auxiliar) a corrente é função da tensão. Determinadas as correntes, é calculado, no final de cada intervalo de tempo, o estado de carregamento e tensão da bateria. É ainda tido em conta o estado de regulação do sistema, isto é, quando a produção é interrompida por carga total das baterias ou quando é interrompido o consumo por ser atingido o limite de descarregamento das baterias.

Como as condições de funcionamento podem mudar durante o mesmo intervalo de tempo, devido à evolução da tensão, o software determina o momento exacto em que as condições limite foram atingidas e tem em conta apenas a energia para esta fracção de tempo, iniciando um ciclo de equilíbrio para as novas condições de operação.

2.2 IESve: Integrated Environmental Solutions - Virtual Environment

2.2.1 Informação geral sobre o software e funcionalidades

O IESve é um software qualificado na simulação do desempenho de edifícios, considerado para esta comparação por ser essencial para os projectos da empresa em causa. Tem várias aplicações interligadas, como o “*SunCast*”, responsável pela análise de sombreamentos, o “*ModelIT*”, onde é possível definir o modelo 3D do edifício ou o “*ApacheSim*” para a simulação térmica. Do mesmo modo que o PVsyst, este software requer instalação e é compatível com o sistema operativo Windows 10, 8, 7 e Vista. Para usufruir do IESve é necessária uma licença premium com custo dependente dos módulos pretendidos.

O edifício pretendido pode ser modelado dentro da aplicação “*ModelIT*” ou então importados do *Revit* ou *SketchUp* através de um *plug-in*, ficheiro de desenho em formato .dxf ou ficheiro BIM. Dentro desta aplicação, importa referir algumas ferramentas úteis para a definição de uma central fotovoltaica, o “*Model Viewer*”, onde é possível visualizar a localização do Sol para um dada hora do ano e observar o sombreamento provocado no edifício (o auto sombreamento provocado pela fileiras de módulos não é visível nesta ferramenta, apenas sombreamentos externos), “*Place Landscaping Object*” onde é possível posicionar objectos 3D como árvores ou postes que serão tidos em conta como sombreamento. Por último, a ferramenta “*Free-standing PV Panel*” permite definir um módulo fotovoltaico geométrico, onde é indicado o tipo de módulo utilizado (analisado posteriormente), as dimensões do módulo (comprimento e altura) e o seu posicionamento (plano, inclinação e rotação em relação ao azimute do edifício).

Quando os módulos FV são definidos geometricamente no modelo do edifício a aplicação “*SunCast*” é essencial para a simulação da produção fotovoltaica. Esta aplicação pode ser utilizada em qualquer etapa da definição do projecto e pode ser usada para fazer estudos do sombreamento, tanto provocado pelas fileiras de módulos, como por objectos externos. Para este cálculo é apenas necessário indicar o mês inicial e final pretendidos, o dia do mês utilizado para o cálculo e se é pretendido o cálculo de factores de sombreamento sobre a radiação difusa. É ainda possível dispor de dados do posicionamento solar, tanto em tabela como gráfico, com valores anuais de azimute e hora do nascer e pôr do sol e duração do dia. Com a ferramenta “*Sun Path*” é possível obter uma carta solar em coordenadas polares com a trajectória do Sol ao longo do ano para o local definido.

A aplicação “*Apache*” é responsável pela análise térmica dentro do *Virtual Environment*. É dentro desta aplicação que se definem os dados e a respectiva simulação da análise térmica do edifício, onde se inclui a produção da central FV através da ferramenta “*Electricity Generators*”.

A ferramenta “*Electricity generator*” permite definir a produção de energia eléctrica através de algumas tecnologias renováveis comuns, como os módulos fotovoltaicos ou geradores eólicos e também centrais de cogeração, que fornecem energia térmica e eléctrica ao edifício. A Figura 12 ilustra um exemplo dos parâmetros definidos na secção de fotovoltaico do IES para um painel paramétrico. Nesta secção é possível definir três tipos de painéis FV, paramétricos, geométricos (*free-standing*) ou painéis de concentração. Os painéis geométricos são definidos no modelo do edifício através da ferramenta “*free standing PV panel*”, como referido anteriormente, e listados nesta secção da ferramenta, onde pode ser editado o tipo de módulo FV. Já os painéis paramétricos são totalmente definidos com:

- Tipo de módulo FV;
- Área dos módulos em m²;
- Azimute, em graus referentes a Norte (sentido horário);
- Inclinação, em graus referentes ao plano horizontal;
- Factor de sombreamento, efeito do sombreamento provocado por objectos externos, sendo 1 um caso sem sombreamento e 0 o um caso totalmente sombreado.

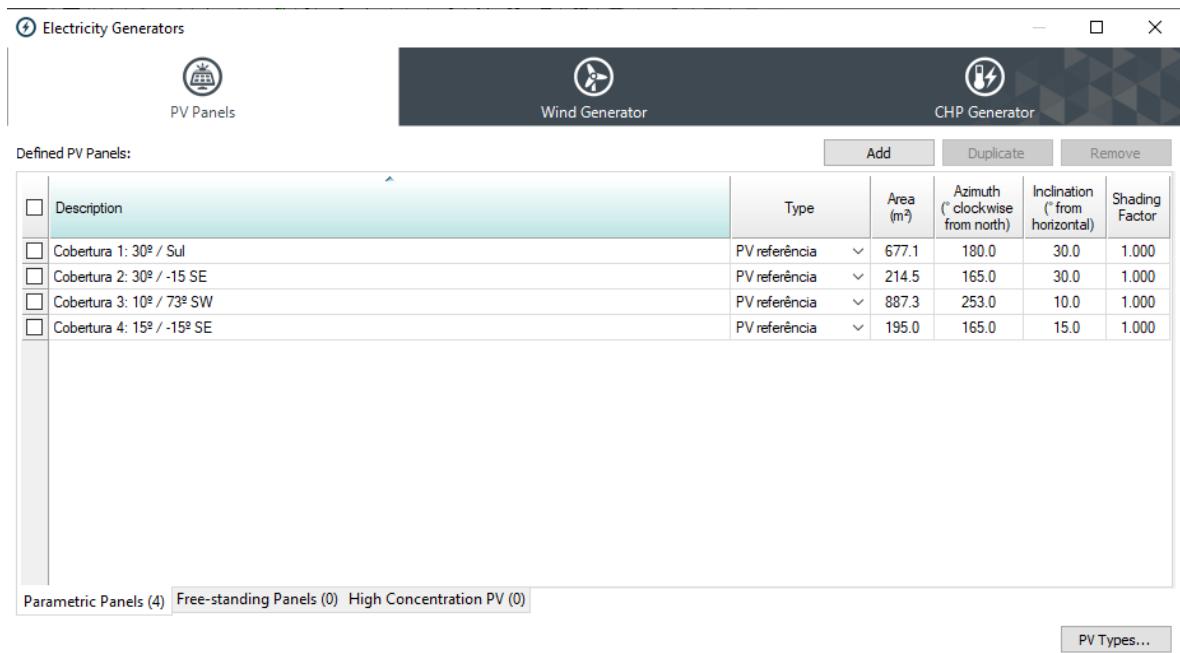


Figura 12 - Janela da secção de painéis FV da ferramenta "Electricity Generators".

Na opção “PV Types” é possível definir o módulo FV através dos seguintes parâmetros:

- Tecnologia: Si amorfo, Si monocristalino, Si policristalino, película fina (CdTe, CIGS ou outras tecnologias);
- Eficiência nominal;
- Temperatural nominal da célula (NOCT);
- Irradiação NOCT de referência;
- Coeficiente de degradação da eficiência em função da temperatura;
- Factor de degradação dos módulos (tendo em conta a qualidade do módulo e LID);
- Factor de conversão eléctrica (eficiência de conversão DC para AC do inversor);
- Contador referente a este tipo de módulo.

Seleccionando a tecnologia do módulo, já estão disponíveis parâmetros por defeito que podem ser utilizados na falta de dados fornecidos pelo fabricante. Definidos os parâmetros acima identificados, está completo o leque de dados de entrada que é possível definir no IESve para um central fotovoltaica.

A simulação é feita através da opção “Apache Dynamic Simulation” onde é definido o intervalo de dias pretendido para a simulação, as etapas da simulação em minutos, e o intervalo com que os resultados são registados, em minutos. Antes de iniciar a simulação é ainda necessário indicar as ligações pretendidas. No caso de se definir

painéis geométricos, é necessária a ligação com o ficheiro com os dados de sombreamento proveniente do “SunCast”.

Os resultados da simulação são visualizados na aplicação “VistaPro”. No que respeita à central fotovoltaica, os resultados meteorológicos estão disponíveis na categoria “Weather” como:

- Radiação directa (kWh/m²): intensidade da radiação emanada pelo disco solar e a região imediatamente adjacente, medida perpendicularmente aos raios solares;
- Radiação difusa (kWh/m²): intensidade da radiação emanada do céu, excluindo a componente directa, medida no plano horizontal;
- Radiação global (kWh/m²): intensidade da radiação solar que atinge o plano horizontal.

Apesar de estarem disponíveis estes dados climáticos, o fluxo de radiação incidente no plano inclinado não é apresentado na categoria “Weather”. para obter este dado, essencial à compreensão dos resultados obtidos, é necessário um processo auxiliar, que passa pela criação de uma janela num plano inclinado, com ângulo igual ao dos módulos instalados. Os dados da radiação incidente, em kWh/m² estão então disponíveis na secção de resultados quando é seleccionada a superfície da janela.

Na categoria “Energy” com o nome “PV generated electricity” estão os dados da produção fotovoltaica. Todos os resultados disponíveis podem ser apresentados no software em diversas tabelas e gráficos ou guardados em formato texto ou imagem, respectivamente. Os dados apresentados em tabelas têm base mensal com somatório anual ou base bi-horária (intervalo de 30 minutos).

2.2.2 Método de cálculo da radiação solar e produção fotovoltaica no IESve

A simulação realizada pelo “ApacheSim” usa dados meteorológicos registados em valores horários no ficheiro da simulação climática que contém dados de:

- Radiação directa, medida perpendicularmente aos raios solares, em W/m²
- Radiação difusa, medida no plano horizontal, em W/m²;
- Altura solar e azimute, medidos em graus.

A cada etapa da simulação, o software calcula o fluxo de radiação, nas suas várias componentes (directa, difusa e global), que incide nas várias superfícies como refere [22]. O ficheiro de sombreamentos gerado pelo “SunCast” é usado durante a simulação para afectar os valores horários de radiação incidente em cada superfície através de um factor de sombreamento para cada superfície exterior do edifício. A radiação difusa é também afectada por um factor de sombreamento calculado, opcionalmente, pelo “SunCast”. Quando não existe um ficheiro de sombreamento, a radiação é afectada pelo factor de sombreamento definido nos parâmetros do painel FV.

Determinados os valores horários da radiação incidente na superfície colectora, já afectados pelos factor de sombreamento, a cada instante da simulação o software calcula a eficiência do módulo com base na temperatura nominal de operação da célula (NOCT) e dados da temperatura ambiente segundo a expressão [22]:

$$\eta = \eta_0 \times [1 - \beta \times (T_c - T_a)] \quad (2.1)$$

Onde

η , é a eficiência de conversão do módulo a cada instante;

η_0 , é a eficiência de conversão nominal do módulo;

β , é o coeficiente de temperatura do módulo, em K^{-1} ;

T_c , é a temperatura da célula, em graus Kelvin;

T_a , é a temperatura ambiente, em graus Kelvin.

À produção resultante dos factores já mencionados são aplicados os factores de degradação dos módulos e o factor de conversão eléctrica, definidos nos parâmetros do módulo.

2.3 PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

2.3.1 Informação geral sobre o software e funcionalidades

O PVGIS é uma página da *web* da Comissão Europeia que fornece, de forma gratuita, uma aplicação web que permite calcular dados de radiação solar e a produção fotovoltaica de diferentes tipos de sistema FV para quase todos os locais do planeta. A aplicação pode ser acedida através de qualquer navegador de internet e não necessita de qualquer registo prévio. A Figura 13 ilustra a página inicial do PVGIS, com uma interface intuitiva onde é possível observar todos os dados necessários ao cálculo da produção de um sistema FV conectado à rede.

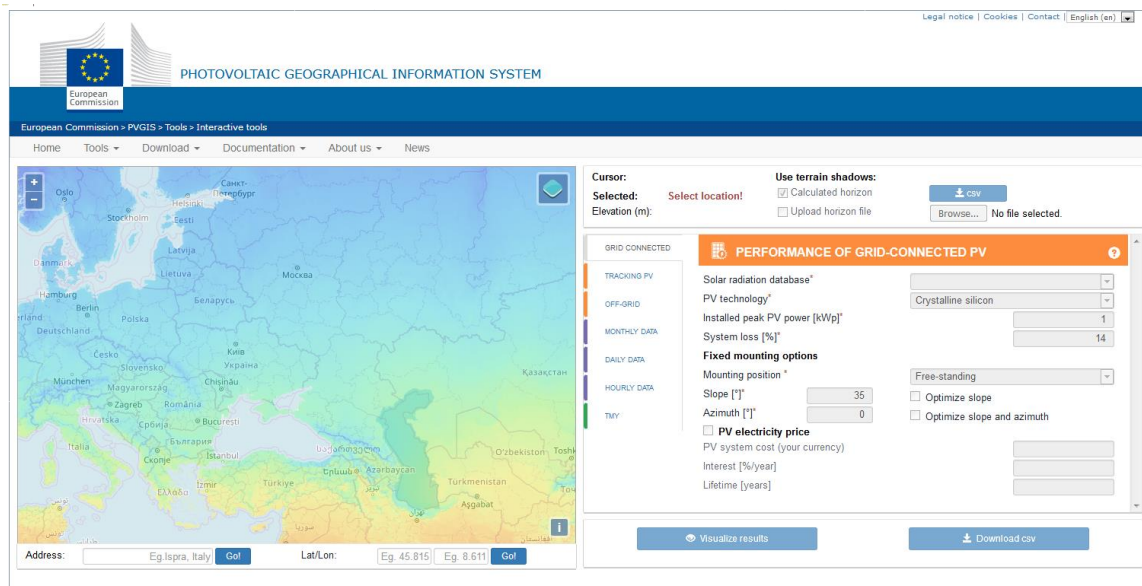


Figura 13 - Interface inicial do software PVGIS, retirado de [23].

O PVGIS requer apenas alguns dados de entrada básicos para realizar o cálculo da produção anual de energia:

- Localização
- Dados do horizonte (opcional)
- Tipo de sistema FV
- Base de dados da radiação solar
- Tecnologia fotovoltaica
- Potência instalada [kWp]
- Perdas do sistema [%]
- Posição de montagem

- Inclinação [°]
- Azimute [°]
- Custo da instalação [€] (opcional)
- Taxa de juro [%/ano] (opcional)
- Tempo de vida [anos] (opcional)

O primeiro passo ao usar esta aplicação é definir a local da instalação através do mapa interactivo ilustrado na Figura 13. A localização pode ser definida seleccionando o local no mapa, através da morada ou da latitude e longitude. A aplicação reconhece as coordenadas no formato, ângulo: arcos-minuto: arcos-segundo, hemisfério (DD:MM:SSA) ou no formato decimal.

É possível ter em conta os dados do horizonte e estimar o sombreamento provocado pelo terreno circundante. O PVGIS permite três opções distintas, não usar estes dados, usar a informação da aplicação ou carregar um ficheiro próprio, em formato de texto simples ou em formato CSV, com os dados da altura do horizonte em graus, com distâncias angulares iguais e em sentido horário desde a Norte.

Antes de avançar para dados mais pormenorizados do sistema é necessário definir o tipo de sistema pretendido. O PVGIS permite calcular a produção FV e obter dados de radiação para os seguintes sistemas e bases temporais:

- Sistemas conectados à rede eléctrica;
- Sistemas com seguimento Solar;
- Sistemas isolados;
- Dados climáticos em base mensal;
- Dados climáticos em base diária;
- Dados climáticos em base horária;
- Dados climáticos de anos meteorológicos típicos.

A escolha da base de dados depende da localização da instalação, uma vez que nem todas cobrem as mesmas regiões. No entanto, o PVGIS selecciona automaticamente uma base de dados adequada à localização escolhida. A Figura 14 ilustra a cobertura mundial da aplicação e a base de dados escolhida “por defeito”.

O PVGIS é capaz de considerar a influência da temperatura, irradiação solar e do espectro da radiação no desempenho dos módulos de tecnologia cristalina e película fina de CIS/CIGS ou CdTe. Para as restantes tecnologias existe a opção “*other/unknown*” e a aplicação assume perdas de potência de 8% devido à temperatura, um valor genérico considerado como razoável para climas temperados de acordo com [15]. A correcção espectral é tida em conta apenas para módulos de tecnologia cristalina e CdTe e não está disponível para a base de dados que cobre o continente americano (NSRDB).

A potência instalada é a potência que a totalidade dos módulos instalados produzem sob condições CTS e é dada em kWp. Na falta de um valor de potência, a aplicação recomenda o seguinte cálculo auxiliar [15]:

$$P_{inst} = A_{FV} \times \eta \quad (2.2)$$

Onde

P_{inst} , é a potência instalada, em kWp;

A_{FV} , é a área total de módulos, em m²;

η , é a eficiência do módulo.

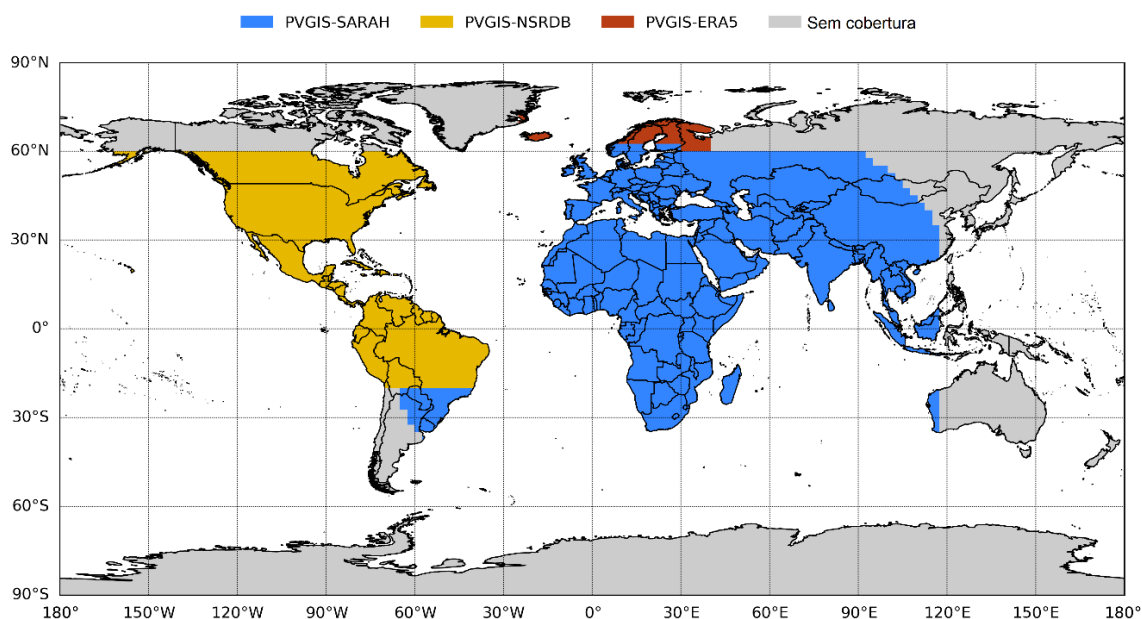


Figura 14 - Cobertura geográfica do PVGIS com indicação da base de dados "por defeito" para cada região, adaptado de [23].

As perdas do sistema que o PVGIS requer são todas aquelas que levam a uma perda da potência final, à saída do inversor, para além das já consideradas em função da tecnologia escolhida. O valor “por defeito” é de 14% e é sugerido utilizar um valor ligeiramente inferior no caso de ser usado algum componente de elevada eficiência.

A montagem dos módulos é também tida em conta no cálculo do desempenho do sistema e o PVGIS permite duas opções: integrados no edifício ou montagem numa estrutura com livre circulação de ar. Esta influência é reflectida nas perdas por temperatura e irradiação calculadas pela aplicação e são naturalmente maiores no caso de módulos integrado, sem livre circulação de ar em torno dos mesmos.

Quanto à orientação dos módulos, o PVGIS tem em conta o ganho ou perda de irradiação com a inclinação dos mesmo em relação ao plano horizontal e a orientação em relação a Sul. Nesta aplicação a orientação é inserida em relação à posição Sul (0°), com Este a -90° e Oeste a 90°. O PVGIS é ainda capaz de otimizar a inclinação para um dado azimute ou otimizar ambos, caso a opção seja seleccionada.

Estes são os dados necessários para que a aplicação realize o cálculo da produção fotovoltaica. No caso de sistemas conectados à rede existe ainda uma possibilidade opcional de fazer um cálculo do valor da energia produzida baseado no LCOE, inserindo o investimento em euros, taxa de juro e tempo de vida e assumindo um custo de 2% do investimento para manutenção.

Os resultados da simulação podem ser visualizados na própria página *web* ou, adicionalmente, através de um ficheiro em formato .csv ou .json. numa base mensal. Na página *web* os valores são apresentados em base anual ou através de um gráfico interactivo com valores médios mensais de produção FV e irradiação no plano dos módulos. O sumário dos dados de entrada e resultados da simulação pode ser descarregado num relatório gerado em formato .pdf bem como os gráficos obtidos em formato .png. A simulação tem os seguintes resultados:

- Produção de energia FV em base anual [kWh]
- Irradiação anual global no plano dos módulos [kWh/m²]
- Variabilidade anual da produção [kWh]

- Alterações na produção final de energia devido a: ângulo de incidência, efeitos espectrais, temperatura e baixa irradiação [%]
- Perdas totais do sistema [%]

O PVGIS realiza simulação para o caso de instalações fotovoltaicas com um sistema de seguimento solar. Para este caso deve ser usada a aba “*Tracking PV*” e, no lugar dos dados de orientação, seleccionando o tipo de seguimento solar. Esta aplicação é compatível com sistema com um eixo, vertical ou inclinado onde deve ser indicada também a inclinação dos módulos (ou usar a opção *optimizar*), ou sistemas de dois eixos. Há a possibilidade de seleccionar todas as opções e neste caso os resultados apresentam uma comparação entre as três.

Para sistemas isolados, disponíveis através da aba “*off grid*” há a possibilidade de definir um sistema com armazenamento da energia excedente. Importa salientar que o PVGIS apenas permite simular a produção de sistemas com armazenamento se estes estiverem isolados da rede. O sistema de armazenamento é definido pela capacidade da bateria [Wh], limite de descarga [%] e consumo diário da instalação associada [Wh]. O consumo pode ser definido por um valor fixo e a sua distribuição pelas 24 horas do dia é feita de acordo com o ficheiro .csv disponível na secção de ajuda ou, alternativamente, pode ser carregado um ficheiro em formato de texto com 24 valores de fracção do consumo (um por linha).

As restantes abas permitem obter dados meteorológicos em diferentes bases temporais, indicando alguns dados como a base de dados usada, o ano ou mês pretendido, tipo de dados ou orientação e inclinação do plano colector. Relativamente a esta funcionalidade do PVGIS importa referir que para obter um ficheiro de dados horários de irradiação e produção FV é necessário recorrer à opção “*Hourly Data*” pois para além dos dados de orientação, permite também definir um sistema FV. Esta opção permite obter um ficheiro .csv ou .json com a produção fotovoltaica e componentes da irradiação disponível em base horária, para o intervalo de ano pretendido.

2.3.3 Método de cálculo da radiação solar e produção fotovoltaica no PVGIS

Os dados de radiação usados pelo PVGIS tem por base dados de satélite geoestacionários que estimam a radiação solar incidente na Terra ou dados de reanálise climática calculados com modelos de previsão climática numérica.

O cálculo da radiação através de imagem de satélite é feito estimando a reflectividade das nuvens através de imagens sucessivas do mesmo local para cada hora do dia e calculando a radiação disponível em dias de céu limpo, em conjunto com a presença de aerossóis e a concentração de vapor de água e ozono na atmosfera. Este método é influenciado em locais com presença de neve pois, a imagem de satélite não é capaz de distinguir os dois casos, resultando em níveis de irradiação reduzidos nestas zonas. O mesmo acontece com variações, a curto prazo do nível de aerossóis na atmosfera. Os dados calculados com base em imagens de satélite são ainda validados com recurso a medições terrestres e, uma lista com a diferença percentual entre a base de dados CMSAF e SARA e as medições terrestres para algumas localizações é apresentada na página do PVGIS em [21].

Para estimar a perda de potência dos módulos em condições reais de operação o PVGIS faz uma série de correcções tendo em conta alguns efeitos já abordados anteriormente. Nesta secção vai apenas ser referido o método usado pelo PVGIS para aplicar estas correcções. A primeira tem em conta a reflexão da luz na superfície do

módulo, dependendo do ângulo de incidência, e é calculada através de um modelo matemático descrito por [24] e [25] e que resulta em perdas entre 2% a 4% de irradiação [23].

A correcção espectral é feita com base em dados de radiação solar de satélites, calculados para diferentes bandas espectrais e é tida em conta na simulação para módulos cristalinos de Si e módulos de CdTe. Esta correcção, que tende a ser baixa ou negativa (2 % a -8% de perda de potência) nos módulos cristalinos, é tendencialmente mais elevada para módulos de CdTe em certas regiões do planeta (2% a 8%). O efeito das variações espectrais na produção de energia para módulo de silício cristalino e a indicação das regiões do planeta para que a correcção é aplicada são ilustradas na Figura 15.

A dependência da temperatura e da irradiação são calculadas no PVGIS de acordo com o modelo matemático descrito em [26]:

$$P(G', T'_m) = \frac{G}{1000} \times A \times \eta_{nom} \times \eta_{rel}(G', T'_m) \quad (2.3)$$

$$\eta_{rel}(G', T'_m) = 1 + k_1 \ln(G') + k_2 \ln(G')^2 + k_3 T'_m + k_4 T'_m \ln(G') + k_5 T'_m \ln(G')^2 + k_6 T'^2_m \quad (2.4)$$

Com

$$G' = \frac{G}{1000} \quad (2.5)$$

$$T'_m = T_m - 25 \quad (2.6)$$

Onde

P, é a potência instantânea do módulo fotovoltaico, em W;

A, é a área activa do módulo, em m²;

η_{nom} , é a eficiência nominal do módulo;

η_{rel} , é a eficiência relativa em relação à eficiência a condições CTS;

G', é a irradiação normalizada;

G, é a irradiação no plano colector, em W/m²;

T_m, é temperatura do módulo relativa à temperatura a condições CTS, em °C;

T_m, é a temperatura do módulo, em °C;

k_T, são coeficientes para a temperatura do módulo em função da irradiação, em °C m² W⁻¹, dados na Tabela 1.

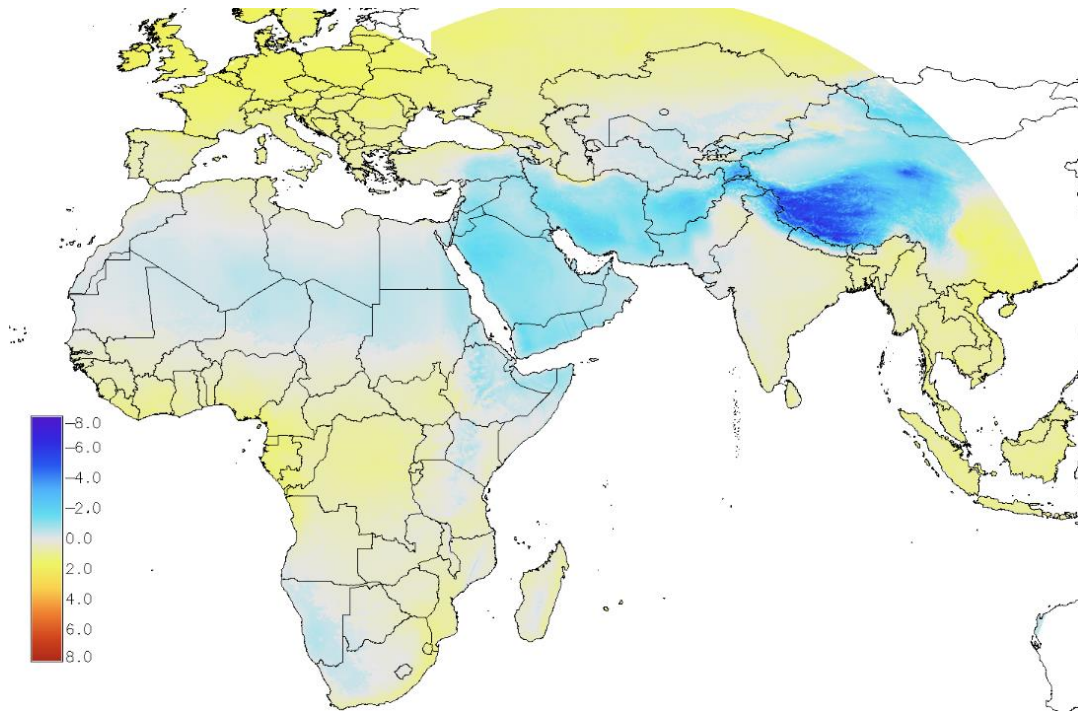


Figura 15 – Efeito das variações espectrais na produção final de energia para módulos de Si cristalino, para as regiões do planeta em que é aplicada a correcção, em % de ganho ou perda de energia, retirado de [15].

Tabela 1 - Coeficientes k_T usados na correcção da temperatura e irradiação [23]

Coeficiente	c-Si	CIS	CdTe
k_1	-0.017237	-0.005554	-0.046689
k_2	-0.040465	-0.038724	-0.072844
k_3	-0.004702	-0.003723	-0.002262
k_4	0.000149	-0.000905	0.000276
k_5	0.000170	-0.001256	0.000159
k_6	0.000005	0.000001	-0.000006

O PVGIS adiciona ainda a correcção devida pelo arrefecimento dos módulos causado pela vento, dada pela expressão [15]:

$$T_m = T_a + \frac{G}{U_0 + U_1 \times v} \quad (2.7)$$

Onde

T_m , é a temperatura do módulo, em °C;

T_a , é a temperatura do ar ambiente, em °C;

G , é a irradiação global no plano colector, em W/m^2 ;

v , é a velocidade do vento, em m/s;

U_0 , é o coeficiente que descreve o feito da radiação na temperatura do modulo, em $W/^\circ C m^2$;

U_1 , é o coeficiente o arrefecimento provocado pelo vento, em $Ws/^{\circ}Cm^3$ (retirados de [27]).

A Figura 16 ilustra o efeito de todas as correcções descritas através da eficiência relativa para um módulo de c-Si em relação às condições CTS, de 0,85 a roxo, a 1,05 a vermelho.

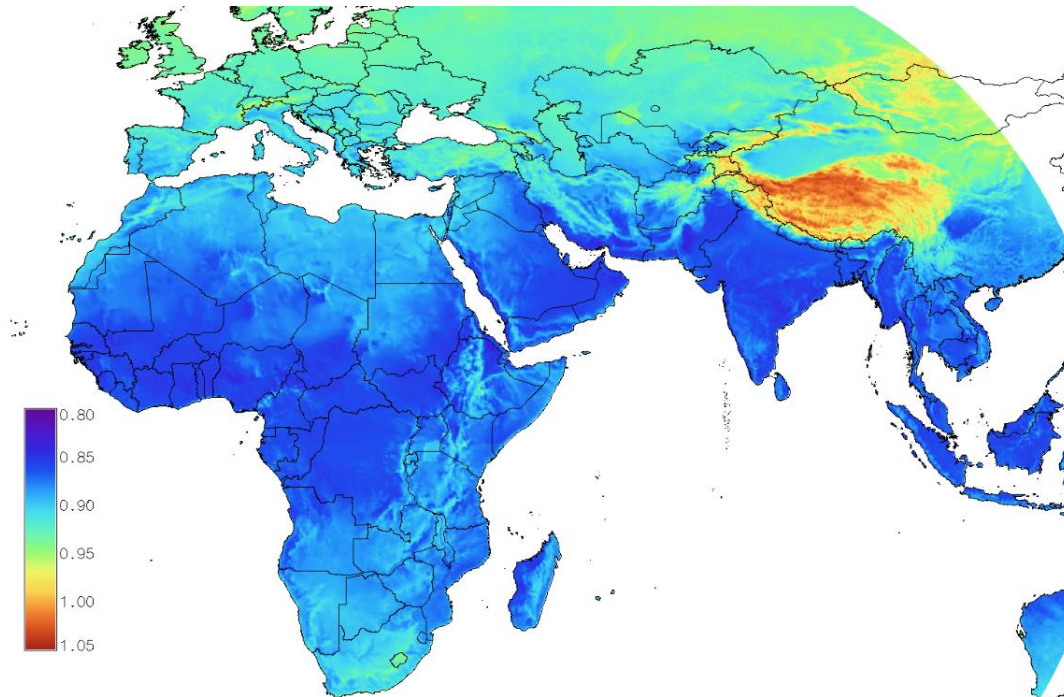


Figura 16 - Eficiência relativa para um modulo cristalino tendo em conta todos os efeitos descritos, retirado de [23].

Para além das perdas já referidas, o PVGIS assume que existe ainda outro conjunto de factores que têm influência na potência final que é entregue na rede ou ao utilizador, mas ainda não tem a capacidade de as incluir no seu cálculo, como é o caso da neve, poeiras ou o sombreamento parcial. Para que todas as perdas do sistema sejam contabilizadas, fica ao critério do utilizador inserir um valor, em percentagem, na opção “system loss”, tendo em conta os efeitos já considerados pela aplicação.

O cálculo do desempenho de um sistema isolado não é tão simples como nos sistemas conectados à rede pois a produção excedente só pode ser consumida ou armazenada. O cálculo do PVGIS neste tipo de sistema tem em conta as seguintes etapas:

- Calcula a radiação incidente nos módulos e a respectiva produção fotovoltaica a cada hora;
- Armazena na bateria o excedente de produção FV;
- Retira da bateria a energia necessária quando a produção é menor que a demanda definida;
- Calcula o excedente de produção não aproveitado quando a bateria está completamente carregada;
- Calcula a energia em falta quando a bateria fica descarregada e faz uma contagem de dias em que o sistema não foi capaz de satisfazer os consumos definidos pelo utilizador.

O cálculo opcional do valor da energia em sistema conectado à rede é feito com base num modelo de LCOE descrito em [28]. Este cálculo tem em conta o custo da instalação, manutenção e financiamento e assume que o custo inicial é totalmente coberto

por um empréstimo inicial, pago em prestações fixas durante o tempo de vida do sistema, contando com uma parcela anual de 2 % do custo inicial para operação e manutenção.

2.4 Cálculo por indicadores

O cálculo da produção fotovoltaica através de indicadores é, das ferramentas testadas a mais simplificada. Este cálculo tem por base a metodologia de cálculo também utilizada pelas ferramentas anteriores, no entanto é feita apenas em base anual e não aplica qualquer correcção à eficiência de conversão dos módulos com base na temperatura da célula ou nível de radiação incidente. Os indicadores considerados para este cálculo são os seguintes:

- Radiação global disponível;
- Área total de módulos;
- Eficiência nominal de conversão;
- Perdas globais do sistema fotovoltaico.

A produção fotovoltaica é calcula com base na expressão:

$$E = A \times \eta \times G \times (1 - PG) \quad (2.8)$$

Onde

E, é a energia anual produzida pela central FV, em kWh;

A, é a área de módulos, em m²;

η , é a eficiência nominal de conversão dos módulos;

G, é a irradiação global anual disponível, em kWh/m².ano;

PG, é a fracção de perdas globais aplicadas sobre o sistema.

Para aplicar esta metodologia de cálculo foi desenvolvida uma folha em Excel capaz de realizar o cálculo expresso pela Equação 2.8 com os dados de entrada mencionados e devolver resultados de produção FV anual.

Esta calculadora de produção fotovoltaica realiza um cálculo auxiliar da potência instalada, em kWp, com base na área disponível afectada por um rácio de área útil para implementação por área total disponível e, no caso de módulos inclinados, um rácio de área de módulos por área de implementação, e uma eficiência de conversão nominal dos módulos, ambos definidos pelo utilizador através da expressão:

$$P = Área_{disponível} \times \frac{Área_{útil}}{Área_{disponível}} \times \frac{Área_{módulos}}{Área_{útil}} \times \eta \quad (2.9)$$

Onde

P, é a potência instalada nominal, em kWp;

η , é a eficiência nominal e conversão dos módulos.

O rácio de área útil por área disponível reflecte a percentagem da área total disponível onde é possível instalar módulos, tendo em conta distâncias necessárias aos limites de uma cobertura, a muros e acessos para manutenção. Já o rácio da área de

módulos por área útil indica a percentagem da área útil que realmente é ocupada por módulos, no caso de instalações montadas em estruturas com inclinação e tem em conta a distância entre fileiras devido ao sombreamento.

A radiação disponível é definida em função da região onde a instalação está localizada e do tipo de montagem. Para isso foram definidos valores de irradiação anual aproximados, retirados do software PVSYST, para diferentes cidades (Porto, Lisboa, Beja e Faro) e duas situações distintas, módulos inclinados a 35 graus ou complanares com uma cobertura a 10 graus, de acordo com a Tabela 2. Para inclinações inferiores ou iguais a 15 graus é considerada o caso de módulos complanares (10 graus) e para valores acima de 15 graus é considerado o caso de módulos inclinados a 35 graus.

Tabela 2 - Dados de irradiação global anual considerados para o cálculo por indicadores, em kWh/m²

Localização	Porto (41°N, 8°O)	Lisboa (38°N, 9°O)	Beja (37°N, 7°O)	Faro (37°N, 7°O)
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²
Complanares (10°)	1800	1900	2000	2000
Inclinados (35°)	1900	2000	2100	2200

Para além da produção anual, são ainda calculados o índice de produtividade, que indica a produção anual em kWh por kWp de potência instalada, a produção anual em kWh por área de módulos em m² e o índice de desempenho da central FV (PR). O PR, determinado pela Equação 2.10, é o rácio entre a energia efectivamente produzida pela central FV em relação à energia que seria produzida à potência nominal. Este índice está dependente das perdas do sistema, mas é independente do local, inclinação ou orientação da instalação e eficiência nominal dos módulos, sendo ideal para a comparação da qualidade de vários sistemas FV [21]:

$$PR = \frac{E}{P_{nom} \times G} \quad (2.10)$$

Onde

E, é a energia produzida pela central fotovoltaica, em kWh;

P_{nom}, é a potência nominal instalada, em kWp;

G, é a irradiação global incidente no plano dos módulos, em kWh/m².

Na Tabela 3 e Tabela 4 são apresentados, respectivamente, as listas resumo dos parâmetros considerados por cada uma das ferramentas na definição da instalação fotovoltaica e o tipo de cálculos que cada uma é capaz de realizar.

Tabela 3 - Resumo dos parâmetros que cada ferramenta considera na definição de uma instalação fotovoltaica

Dados de entrada	Cálculo por indicadores	PVGIS	IESve	PVSyst
------------------	-------------------------	-------	-------	--------

Dados geográficos e meteorológicos	X	X	X	X
Tipo de sistema		X		X
Tipo de montagem		X		X
Inclinação	X	X	X	X
Azimute		X	X	X
Informação do Módulo	X	X	X	X
Área activa de FV	X		X	
Potência DC (CTS)	X	X		
Informação do Inversor			X	X
Disposição do sistema (número e tamanho das fileiras)				X
Perdas do sistema	X	X	X	X
Sombreamento			X	X
Modelo 3D			X	X
Autoconsumo				X
Armazenamento		X		X
Cálculo de economias				X

Tabela 4 - Resumo do tipo de resultados e cálculos que cada ferramenta é capaz de realizar

Resultados da simulação	Cálculo por indicadores	PVGIS	IESve	PVSYST
-------------------------	-------------------------	-------	-------	--------

Produção anual	X	X	X	X
Produção anual - base horária		X	X	X
Autoconsumo - Capacidade de exportar CSV		X	X	X
Autoconsumo - cálculo dentro do software				X
Avaliação económica dentro do software				X
Modelo 3D			X	X
Relatório da simulação		X		X

Analizadas as ferramentas disponíveis tanto ao nível do detalhe com que permitem que uma instalação seja dimensionada, como da metodologia empregue na simulação do desempenho da mesma, foi possível seleccionar qual a mais adequada para dimensionar uma instalação de referência, capaz de servir de modelo de comparação com as restantes ferramentas de cálculo.

A ferramenta tida como referência foi o PVSyst, dado o nível de detalhe dos parâmetros de entrada do software, a base de dados de componentes reais com parâmetros bem definidos, a quantidade de cálculos que é capaz de realizar e a variedade de resultados que permite obter. O número de variáveis consideradas, a cada instante da simulação horária, bem como a variedade de algoritmos que emprega para ajustar o desempenho do sistema às condições de operação teve também um peso considerável na escolha desta ferramenta.

3 Caracterização da instalação de referência

Nesta secção da dissertação são apresentados todos os parâmetros considerados no dimensionamento da instalação de referência, alguma fundamentação teórica envolvida e como estes devem ser definidos no PVsyst. O modo de funcionamento geral do software bem como a variedade de parâmetros que é possível definir foram já introduzidos na secção anterior, agora importa caracterizar cada um e analisar a sua influência no desempenho da instalação.

3.1 Parâmetros de projecto

3.1.1 Introdução teórica à localização da instalação e dados meteorológicos

O Sol, enquanto reactor de fusão, transforma os seus núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio e, neste processo, parte da sua massa em energia. Depois de percorrer cerca de 149 milhões de km, entre o Sol e a Terra, uma pequena parte desta energia atinge a superfície do planeta sob a forma de radiação [16].

Durante o ano, devido à excentricidade da trajectória elíptica de translação da Terra, a distância ao Sol varia entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km, alterando também a irradiação solar no topo da atmosfera, a irradiação extraterrestre. O seu valor médio é denominado de constante solar, I_0 , e tem o valor aproximado de 1367 W/m^2 [29].

Antes de atingir a superfície da Terra, a radiação é reflectida, absorvida e dispersa na atmosfera permitindo que apenas uma parte atinja, efectivamente, a superfície. Em boas condições climáticas, ao meio dia, a irradiação na terra atinge, aproximadamente, 1000 W/m^2 , independentemente da localização [29]. Já a quantidade total de radiação que incide na superfície terrestre durante um ano, designada irradiação global anual (kWh/m^2) varia significativamente com a região do planeta.

Conhecer o comportamento do Sol, a sua localização e a direcção dos raios solares, é essencial para quantificar a produção de instalações solares. Nesse sentido, para definir a posição do Sol em relação à Terra é necessário ter em atenção o sistema de coordenadas equatorial horário, composto pela declinação solar e o ângulo horário. A orientação do Sol em relação a uma superfície inclinada pode ser definida recorrendo às coordenadas horizontais, ilustradas na Figura 17:

- Altura solar, h : ângulo entre os raios solares e a sua projecção sobre o plano horizontal. A altura solar varia entre 0° e 90° .
- Azimute, a : é o ângulo entre a projecção dos raios solares no plano horizontal e o eixo Norte-Sul. O azimute, para aplicações solares no hemisfério é convencionalizado como 0° para Sul, -90° para Este, 90° para Oeste e 180° para Norte.

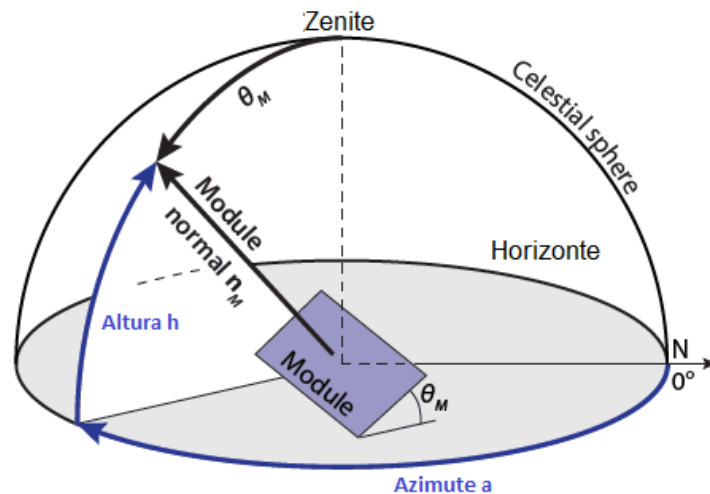


Figura 17 - Ilustração dos ângulos que definem a orientação solar num plano horizontal, adaptado de [16].

3.1.2 Definição do local e ficheiro meteorológico

O primeiro passo na concepção do projecto de um sistema conectado à rede é a definição do local da central fotovoltaica. Seleccionando a opção “Nova localização” é escolhido no mapa interactivo a localização exacta pretendida e os dados importados para o PVsyst, com informação da latitude, longitude, altitude e fuso horário. Definido o local é necessário introduzir os dados meteorológicos mensais, de irradiação global horizontal, irradiação difusa horizontal, temperatura exterior média e velocidade do vento. De acordo com a análise dos dados climáticos, feita na secção 2.1.2 foi definido o software Meteororm 7.2 como a referência para a obtenção dos dados meteorológicos. Alternativamente, estes valores podem ser preenchidos manualmente, importados de uma folha de cálculo normalizada ou de outra base de dados suportada pelo PVsyst. O ficheiro meteorológico, com dados horários interpolados para as coordenadas desejadas é então guardado na base de dados e fica disponível na página inicial, em “Ficheiro meteorológico” bem como todos os outros que estejam disponíveis para o mesmo local.

Antes de avançar para a definição do sistema é possível definir alguns parâmetros de projecto. Para centrais com módulos inclinados, definir o valor do albedo é um dos factores relevantes para ter em conta a componente reflectida da irradiação global. Este efeito tem especial relevância para módulos instalado no plano vertical e é tido em conta durante a computação da transposição da irradiação horizontal para o plano inclinado, sendo proporcional a [21]:

$$\frac{(1 - \cos \theta)}{2} \quad (3.1)$$

Onde

θ , é o angulo do plano inclinado do módulo, em graus.

É possível definir um valor fixo anual para o albedo ou então atribuir um valor para cada mês do ano, para ter em conta, por exemplo a presença de neve. O manual do software sugere alguns valores típicos para o albedo, ilustrados na Figura 18, dependendo da envolvente da central FV, assumindo como valor “por defeito” 0,2.

Valores habituais de albedo	
Localização urbana	0.14 - 0.22
Erva	0.15 - 0.25
Erva fresca	0.26
Neve fresca	0.82
Neve húmida	0.55 - 0.75
Asfalto seco	0.09 - 0.15
Asfalto húmido	0.18
Betão	0.25 - 0.35
Telhas vermelhas	0.33
Alumínio	0.85
Aço galvanizado novo	0.35
Aço galvanizado oxidado	0.08

Figura 18 - Valores habituais de albedo sugeridos no manual do PVsyst.

Os restantes parâmetros definem alguns aspectos do dimensionamento, como as temperaturas a ter em conta no dimensionamento do sistema, de acordo com o clima do local, limites de tensão máxima da central, modelo de transposição utilizado ou a distância máxima da área de pesquisa dos ficheiros meteorológicos. Desta secção, apenas foi tido em conta os valores do albedo.

Nesta fase a base do projecto está definida e é possível avançar para a definição das variantes do sistema. A instalação foi definida de acordo com os parâmetros principais, orientação, sistema, perdas detalhadas e autoconsumo e, os parâmetros opcionais, horizonte, sombreamento, disposição dos módulos e avaliação económica.

3.2 Orientação

A irradiação solar é sempre maior num plano perpendicular à incidência dos raios solares. Este plano perpendicular vai variar tanto ao longo do dia, como do ano, pois a altura solar não é constante. Neste sentido, consoante a latitude do local, é conveniente que as instalações fotovoltaicas sejam inclinadas de modo a promover a ortogonalidade entre o plano colector e os raios solares. Devido à variação da altura solar ao longo do ano, durante os meses de Verão, o ângulo óptimo será naturalmente inferior, enquanto que, durante o Inverno terá de aumentar [16].

Na definição da orientação da instalação, é necessário especificar o tipo de campo a usar. Na secção 2.1 foram listadas as possibilidades suportadas pelo PVsyst e agora, será descrito como definir e otimizar a orientação da instalação para um plano inclinado fixo. A Figura 19 ilustra a página do PVsyst onde são definidos os parâmetros de orientação da instalação, com a ferramenta de optimização da inclinação e azimute do plano.

Para definir a orientação da instalação com apenas um plano fixo inclinado é apenas necessário introduzir a inclinação, o ângulo formado entre o plano colector e o plano horizontal, e o azimute, ângulo formado entre o plano colector e a direcção Sul, para o hemisfério Norte. Para o hemisfério Norte, o azimute assume o valor nulo para a direcção Sul, valores negativos em direcção a Este e positivo em direcção a Oeste, seguindo o sentido horário. No hemisfério Sul, o azimute é dado em relação a Norte, onde assume o valor 0 e segue o sentido anti-horário (negativo para Este).

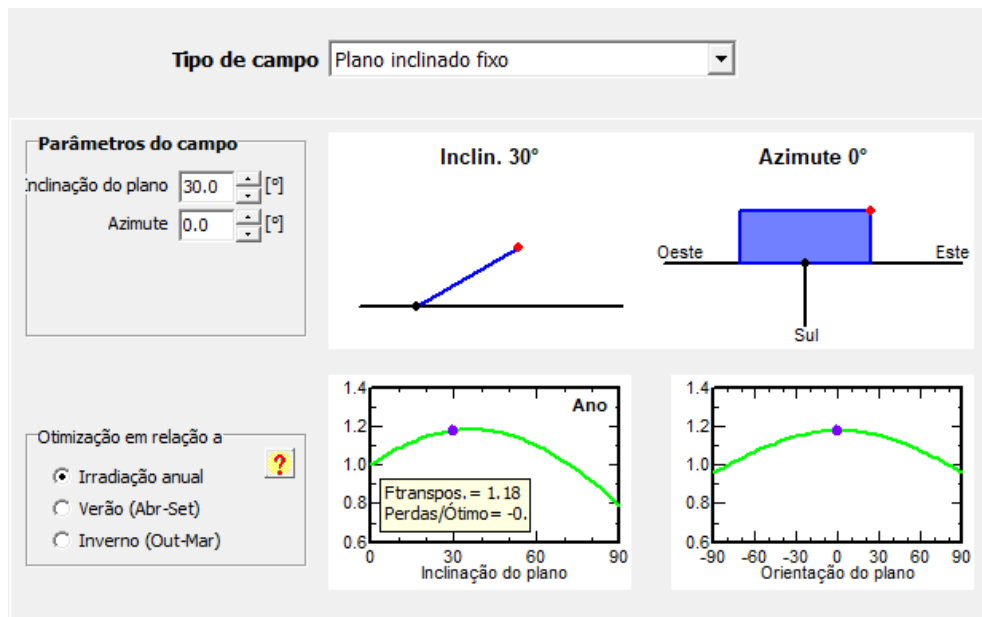


Figura 19 - PVsyst: definição dos parâmetros de orientação da instalação para um plano inclinado fixo.

O PVsyst permite otimizar estes ângulos para os meses de Verão ou Inverno individualmente, no caso de existir interesse em maximizar a produção durante uma altura específica do ano ou para a maximização de irradiação durante todo o ano através dos dois gráficos visíveis na Figura 19. A optimização é feita através do factor de transposição (em função da inclinação e azimute), o rácio entre a irradiação incidente no plano colector e a irradiação horizontal e faz um cálculo rápido, para cada combinação, da irradiação global disponível e da perda percentual em relação à orientação óptima. Este cálculo é feito com base nos dados meteorológicos mensais, dando apenas uma estimativa rápida, diferente dos valores reais, resultantes da simulação horária.

Outras opções permitem, por exemplo definir um campo com até oito orientações diferentes, do mesmo modo que para apenas um plano inclinado fixo. Outra possibilidade é definir um ajuste sazonal da inclinação, onde é necessário definir a inclinação pretendida para Verão e Inverno e os meses de Inverno considerados.

3.3 Sistema

3.3.1 Introdução teórica aos parâmetros dos componentes do sistema

A curva característica permite analisar o desempenho da célula fotovoltaica relacionando a tensão (V) com a corrente (I) e indica os principais parâmetros eléctricos característicos de uma célula. Para que seja possível comparar diferentes células, a curva I-V é definida sob condições de teste específicas denominadas Condições de Teste Standard (CTS)⁴. A Figura 20 ilustra uma curva característica típica de uma célula de silício monocristalino onde são indicados os diferentes pontos eléctricos relevantes.

⁴ As CTS são definidas por uma irradiação de 1000 W/m², temperatura na célula de 25°C e espectro de luz definido com uma massa de ar AM de 1,5.

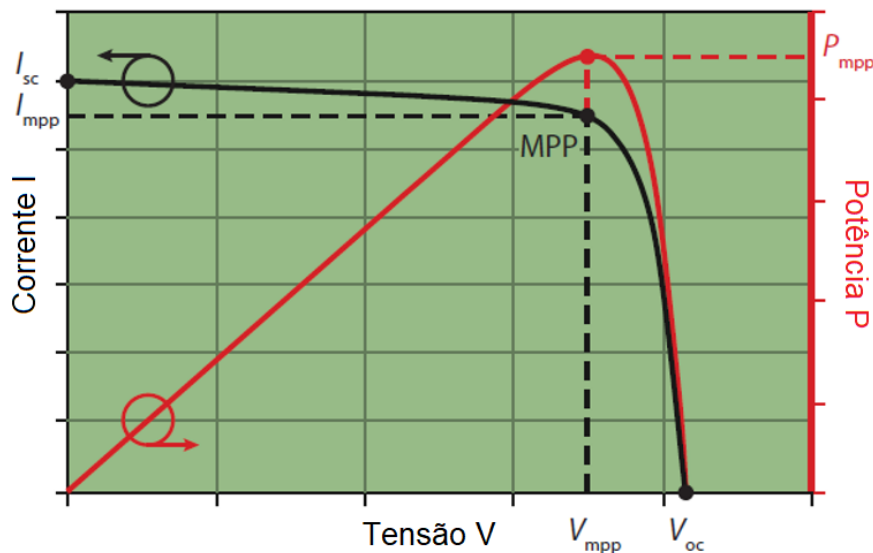


Figura 20 - Curva I-V genérica e respectiva curva P-V com indicação do ponto de potência máxima (MPP) (*maximum power point*), adaptado de [16].

A partir da curva I-V podem ser definidos os parâmetros eléctricos que caracterizam a célula fotovoltaica:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a tensão entre os terminais da célula quando não circula corrente eléctrica e é a tensão máxima que a célula pode produzir. V_{OC} corresponde à tensão de polarização directa [16].
- Corrente de curto circuito (I_{SC}): é a corrente eléctrica quando a tensão entre os terminais da célula é nula e é a corrente máxima que se pode atingir. I_{SC} depende da área da célula e da irradiação. As propriedades ópticas de reflexão e absorção da célula têm uma forte influência na corrente máxima produzida [16].
- Factor de forma (FF): é um indicador da qualidade das células, definido como o quociente entre a potência no MPP e a potência máxima resultante do produto entre I_{SC} e V_{OC} . Quanto maior a qualidade das células, mais próxima a um rectângulo será a forma da curva I-V, significando menores perdas resistivas.
- Eficiência (η): é eficiência de conversão e é calculada como o quociente entre a potência eléctrica produzida e a potência da radiação incidente na célula a condições STC. A eficiência indica o desempenho do processo de conversão de energia solar em energia eléctrica.

As células fotovoltaicas podem ser associadas em série e/ou em paralelo. Do mesmo modo, os módulos fotovoltaicos podem ser associados electricamente de diferentes modos para, em conjunto fornecer uma única saída de tensão e corrente.

Numa associação em série os terminais positivos são conectados aos terminais negativos da célula seguinte. Electricamente, quando sujeitos às mesmas condições de irradiação e temperatura a tensão das várias células ligadas em série é a soma das tensões individuais enquanto que a corrente se mantém inalterada. A corrente eléctrica da ligação

será sempre limitada pela menor corrente, desencorajando a associação em série de módulos com células de diferentes correntes de curto-circuito.

Numa associação em paralelo os terminais positivos e negativos são conectados entre si. Contrariamente a uma associação em série, neste caso a tensão mantém-se inalterada e a corrente eléctrica é a soma das correntes individuais.

A Figura 21 ilustra a associação em série e em paralelo de vários dispositivos fotovoltaicos bem como as curvas I-V resultantes.

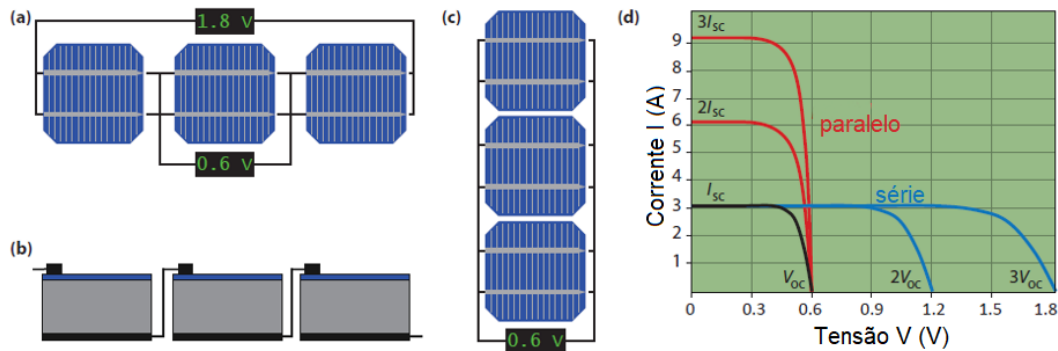


Figura 21 - Ilustração de 3 células conectadas em série (a) e conexão para células com contactos metálicos típicos (b). Ilustração de 3 células conectadas em paralelo (c). Curvas características resultantes das diferentes associações (d): a vermelho a ligação em paralelo e azul a ligação em série, adaptado de [16].

Um módulo FV é definido por parâmetros semelhantes aos da célula FV, a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto circuito (I_{sc}), o factor de forma (FF) e a eficiência.

A eficiência e o factor de forma de um módulo não são uma questão tão linear, devido às conexões entre as várias células terem perdas associadas. Num módulo FV, a incompatibilidade e heterogeneidades entre as células e acabam por determinar a sua eficiência pois, numa fileira de células em série, a corrente do módulo é determinada pela corrente da pior célula, o mesmo ocorre com a tensão em ligações em paralelo. Por este motivo, na prática, os módulos apresentam eficiência inferior à das células FV que os constituem.

Um dos componentes mais importantes do módulo FV são os díodos de derivação, responsáveis por contrariar os efeitos do sombreamento parcial. Em situações reais, o sombreamento de um objecto próximo pode ter consequências significativas na produção de um módulo FV. A Figura 22 ilustra a situação simples de uma fileira de células conectadas em série em que uma se encontra parcialmente sombreada (a) e o mesmo caso quando se aplicam díodos de derivação (b). Nesta situação, a baixa corrente gerada, força as restantes a actuar como uma fonte de polarização inversa na célula sombreada e esta, consequentemente, não produz energia, mas começa a dissipá-la, aquecendo e resultando em menores produções ou, em casos extremos, danificando o módulo (o efeito de elevadas temperaturas na célula fotovoltaica foi já abordado). Este problema pode ser contornado aplicando um diodo de derivação entre as células pois, em situações de sombreamento parcial, este componente vai permitir a passagem de corrente, isolando a célula sombreada.

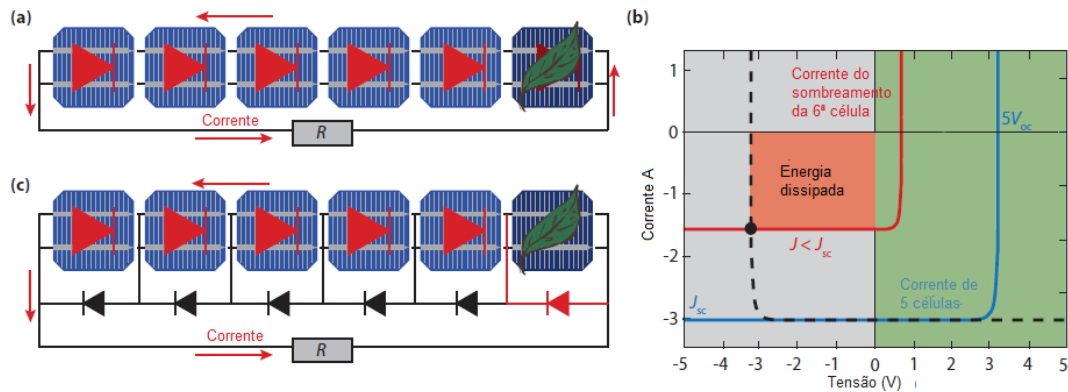


Figura 22 - Esquema de uma cadeia de seis células em série com uma parcialmente sobreada (a), efeito do sombreamento na curva I-V da cadeia (b) e cadeia de seis células em série com diodo de derivação (c), adaptado de [16]

A tensão de entrada do inversor é constante, no entanto, a tensão de saída dos módulos no seu ponto de potência máxima não é. Para isso é integrado no inversor um dispositivo com a responsabilidade de transformar a tensão variável dos módulos numa tensão estável aceite pelo inversor, o conversor DC-DC. Enquanto que o MPPT consegue fazer o seguimento do ponto óptimo de funcionamento, ele não é capaz de o configurar, essa responsabilidade recai também no conversor DC-DC, bem como a responsabilidade de definir a tensão de alimentação das baterias em sistemas com armazenamento.

O ponto de operação a qualquer momento é definido pela corrente e tensão a que a célula, módulo ou o arranjo estão a funcionar. Para cada situação de temperatura e irradiação corresponde um par (I, V) na curva I-V e a potência resultante deste ponto de operação é o produto de ambas, que corresponde a um par (P, V) na curva P-V. Para cada situação, a potência é máxima quando o ponto de operação corresponde ao ponto máximo da curva P-V, o MPP.

Existem duas maneiras simples de forçar um módulo FV a operar no seu MPP, ou forçando a tensão ao valor do MPP (V_{MPP}) ou regular a corrente para o valor do ponto máximo (I_{MPP}). No entanto, o MPP depende das condições atmosféricas de irradiação e temperatura pois uma variação destes factores tem implicações na curva I-V e P-V, variando o ponto de potência máxima. Por este motivo, é essencial que as variações na curva I-V sejam monitorizadas continuamente e o ponto de operação ajustado para o MPP. Este processo é denominado de seguimento do ponto de potência máxima, MPPT (*maximum power point tracking*).

3.3.2 Definição dos componentes do sistema

A configuração global do sistema está dividida três grupos, a selecção dos módulos FV, selecção do inversor e o dimensionamento do grupo (número de módulos e *strings*). O sistema global pode ser dividido em oito subsistemas, cada um com orientações e componentes diferentes, que serão simulados de forma independente.

Cada subsistema é composto por um modelo de módulos FV, um modelo de inversor, número de módulos e número de inversores (inversores completos ou MPPT's). Cada componente é caracterizado por diversos parâmetros principais definidos pelo fabricante, informação de tecnologia e eficiência, dimensões e parâmetros adicionais como número de díodos e MPPT's entre outros.

Alguns inversores têm mais do que um MPPT, com propriedades eléctricas idênticas. Por defeito, o PVsyst assume que um inversor divide a sua potência nominal pelo número de MPPT's, criando vários inversores virtuais de menor dimensão. Desde que o rácio de potências se mantenha abaixo de 1,3, esta divisão equilibrada não representa um problema. No entanto, durante a operação real de um inversor, estes são capazes de distribuir a sua potência pelas diferentes entradas e, quando são definidos mais do que um subsistema, é permitida a opção de distribuir a potência nominal pelas diferentes entradas do mesmo inversor e especificar o rácio com que esta divisão é feita. No entanto é recomendada precaução pois a base de dados do PVsyst não possui todas as limitações impostas pelo fabricante pelo que, nestes casos deve ser confirmada a compatibilidade com as fichas técnicas dos componentes.

O uso da ferramenta “multi-MPPT” deve ter em conta o número de strings que cada um suporta, de acordo com a corrente admissível por MPPT (aproximadamente 10 A para uma string ou 20 A para duas strings). Esta funcionalidade apenas deve ser considerada quando o número de strings é múltiplo do número de MPPT's, para garantir uma distribuição balanceada da potência e evitar perdas por subcarga do inversor. Quando o mesmo inversor é partilhado por subgrupos com diferentes componentes ou orientações, esta funcionalidade deve ser utilizada.

3.3.3 Teoria aplicada ao dimensionamento de inversores

As especificações do inversor são essenciais para o dimensionamento da instalação e a configuração do sistema FV e vice-versa. Para dimensionar o inversor é necessário determinar o número, nível de tensão e classe de potência.

Para definir a potência do inversor é necessário ter em conta que a sua eficiência começa a reduzir para potências operacionais inferiores a 30% da sua potência nominal. Já a potência operacional dos sistemas FV é na realidade cerca de 50% da potência nominal instalada. Com o objectivo de otimizar a eficiência do inversor, mesmo para níveis de irradiação reduzidos, este é geralmente subdimensionado em cerca de 20% a 30%. No entanto, para assegurar condições de segurança, o comportamento do inversor em caso de sobrecargas, é essencial como se subdimensiona a sua potência pois em nenhum momento a tensão máxima de entrada do inversor poderá ser ultrapassada.

No caso de inversores integrados em módulos ou de fileira quando estão instalados na cobertura, deve ser tida em conta as condições climáticas que estes estão sujeitos, nomeadamente a temperatura. Nestes casos é aconselhável que os inversores tenham a mesma potência do gerador fotovoltaico ou sejam até mesmo sobredimensionados.

O uso de módulos de células amorfas carece também de especial atenção quando se dimensiona o inversor pois, como já foi abordado, este tipo de módulo tem uma degradação induzida pela luz nos primeiros meses de operação. A potência inicial destes módulos pode ser até 15% superior à potência nominal, tensão operacional cerca de 11% e a corrente operacional cerca de 4% [19].

A tensão de entrada é definida pelo somatório das tensões individuais dos módulos conectados em série numa fileira, para as condições extremas de Inverno e Verão, já que a temperatura afecta os parâmetros eléctricos dos módulos FV. Será, portanto, a curva característica do gerador FV a determinar o intervalo de operação do inversor.

A tensão máxima admissível no inversor (DC) e a tensão em circuito aberto do módulo a temperaturas de -10 °C determina o número máximo de módulos que poderão ser conectados em série numa fileira, através da expressão [16]:

$$n_{\text{máx}} = \frac{V_{\text{máx,inv}}}{V_{\text{OC, -10}^{\circ}\text{C}}} \quad (3.2)$$

Onde

$n_{\text{máx}}$, é o número máximo de módulos conectados em série na mesma fileira;

$V_{\text{máx, inv}}$, é a tensão máxima (DC) admissível do inversor, em Volts;

$V_{\text{OC, -10}^{\circ}\text{C}}$, é a tensão de curto circuito do módulo FV À temperatura de -10°C, em Volts.

O número mínimo de módulos conectados em serie numa mesma fileira é determinado pela tensão mínima de entrada no inversor para o MPP e a tensão do modulo no MPP para uma temperatura de 70 °C e pode ser calculado pela expressão [16]:

$$n_{\text{mín}} = \frac{V_{\text{MPP mín,inv}}}{V_{\text{MPP, 70}^{\circ}\text{C}}} \quad (3.3)$$

Onde

$n_{\text{mín}}$, é o número mínimo de módulos conectados em série na mesma fileira;

$V_{\text{MPP mín,inv}}$, é a tensão mínima no MPP admissível pelo inversor, em Volts;

$V_{\text{MPP, 70}^{\circ}\text{C}}$, é a tensão do módulo no MPP para uma temperatura de 70 °C.

Deve ser tido em conta que, para sistemas instalados em telhados ou fechadas sem ventilação, a temperatura pode atingir até 100 °C [19].

Por último, a corrente do gerador FV não pode ultrapassar a corrente máxima admissível do inversor. Quando o inversor é subdimensionado deve ser analisada a frequência com que este opera com corrente de entrada excessiva e avaliar o nível de sobrecarga. O número máximo de fileiras que o inversor é capaz de suportar pode ser determinado pela expressão [16]:

$$N_{\text{fileiras}} = \frac{I_{\text{máx,inv}}}{I_{\text{fileira } n}} \quad (3.4)$$

Onde

N_{fileiras} , é o número máximo de fileiras que o inversor pode suportar;

$I_{\text{máx, inv}}$, é a corrente máxima admissível no inversor, em Ampere;

$I_{\text{fileira } n}$, é a corrente da fileira n, em Ampere.

3.3.4 Dimensionamento da configuração do sistema

O dimensionamento das strings do sistema em função das características do inversor é de extrema importância e segue o mesmo princípio atrás referido, tendo em conta as temperaturas de projecto presentes nos “parâmetros escondidos”. Em resumo, o número de módulos em série deve seguir as condições:

- A tensão mínima de funcionamento do sistema à temperatura de operação dos módulos (V_{MPP}) tem de ser superior à tensão mínima de operação do inversor;
- A tensão máxima de funcionamento do sistema à temperatura mínima de operação dos módulos (V_{MPP}) tem de ser inferior à tensão máxima de operação do inversor;
- A tensão máxima absoluta do sistema à temperatura mínima (V_{OC}) tem de ser inferior à tensão máxima de entrada do inversor;
- A tensão máxima absoluta do sistema à temperatura mínima (V_{OC}) não pode ultrapassar a tensão máxima de sistema especificada para o módulo FV.

Todos estes parâmetros são tidos em conta pelo PVsyst e caso o sistema dimensionado não cumpra os requerimentos acima enunciados, o utilizador receberá um aviso de mau dimensionamento. As temperaturas acima mencionadas podem ser alteradas nos parâmetros de projecto de acordo com o clima local para um melhor ajuste ao dimensionamento do sistema. Para auxiliar este processo, na opção “ver dimensionamento” é possível consultar um gráfico como o ilustrado na Figura 23 (Dimensionamento da tensão do grupo), onde são sumarizados todos estes requisitos.

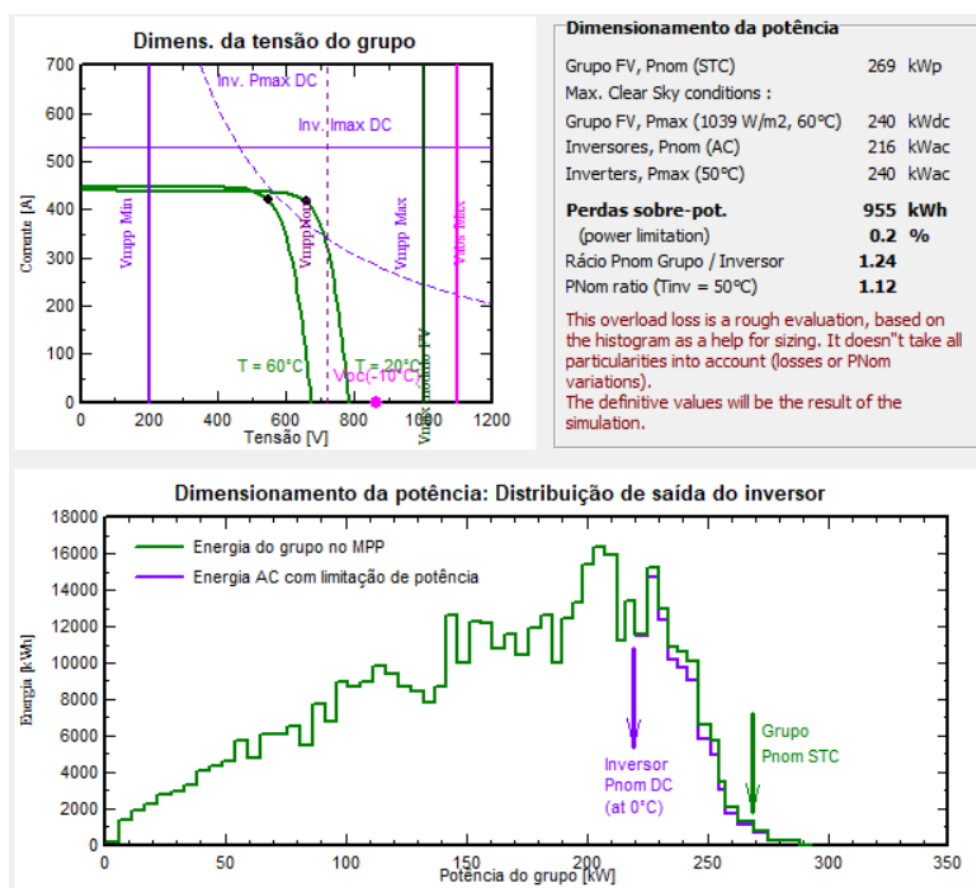


Figura 23 - PVsyst: ferramenta de auxílio no dimensionamento da tensão e potência do sistema.

O dimensionamento da potência do inversor é outro dos parâmetros a ter em conta. Apesar de diversos fabricantes recomendarem um rácio de potência nominal do inversor/módulos entre 1,0 e 1,1, o PVsyst tem um procedimento diferente, com limites mais alargados que permitem um subdimensionamento da potência do inversor. Esta ferramenta tem em consideração que, para além do inversor não ter uma eficiência de 100%, a potência nominal dos módulos é definida a CTS, que raramente

correspondem às condições reais de funcionamento do sistema, forçando o inversor a operar numa gama de potência reduzida, onde a sua eficiência começa a diminuir.

O princípio de dimensionamento utilizado no PVsyst é baseado no princípio de que existe uma perda aceitável por sobrecarga e tem em consideração o seguinte:

- Num inversor moderno, quando a potência nominal DC dos módulos atinge a sua potência nominal, esta nunca é ultrapassada. O inversor desloca o ponto de operação da curva I-V para se manter num valor seguro de potência, não havendo por isso nenhuma sobrecarga.
- A energia realmente perdida pela limitação da potência é geralmente baixa mesmo para inversores com potência nominal um pouco abaixo da potência nominal dos módulos, como demonstra o diagrama da Figura 23.

O critério que limita as perdas por sobrecarga pode ser alterado nos parâmetros de projecto de acordo com as preferências do utilizador. Por defeito, o PVsyst define perdas aceitáveis entre 0,2 % e 3 %, que correspondem a rácio entre 1,25 e 1,3, situação em que o utilizador receberá um aviso de que o sistema está ligeiramente subdimensionado. Para perdas superiores a 3% (por defeito) o software assumirá o sistema como demasiado subdimensionado e forçará o utilizador a redimensionar.

Para assistir no dimensionamento do sistema, quando os componentes são seleccionados, o PVsyst permite indicar um valor desejado para a potência nominal instalada ou para a área de módulos disponível, dimensionando automaticamente o número de inversores, número de módulos em série e número de strings de acordo com os requisitos obrigatórios e assumindo um rácio de potência pré-definido de 1,25.

3.4 Perdas detalhadas

No PVsyst é possível definir diversas perdas associadas aos módulos fotovoltaicos, modo de operação e ligações entre eles como referido em 2.1. Inicialmente, o software tem já definidos valores por defeito que devem ser ajustados pelo utilizador depois da primeira simulação, de acordo com o sistema projectado. O efeito de cada um destes parâmetros na produção de energia final pode ser visualizado no diagrama de perdas, ilustrado no relatório da simulação.

3.4.1 Enquadramento teórico aos factores externos que influenciam a eficiência das células FV

Factores como a irradiação, a sua distribuição espectral e a temperatura têm uma influência determinante no desempenho das células fotovoltaicas. A influência destes factores externos torna a eficiência da célula, que é medida em condições CTS, um mau indicador de qualidade do modulo fotovoltaico. É aconselhável basearmo-nos antes em factores como a durabilidade, custo ou fiabilidade do fabricante e, considerar a eficiência apenas quando a área disponível é uma limitação [16].

No caso da irradiação, assumindo que a temperatura da célula se mantém nos 25°C, a corrente gerada diminui linearmente com a diminuição da irradiação enquanto que a tensão V_{OC} diminui de forma logarítmica.

A radiação incidente e a temperatura ambiente determinam a temperatura de operação da célula fotovoltaica. A eficiência de conversão da célula tende a diminuir com o aumento da temperatura de operação, isto porque a tensão da célula diminui significativamente enquanto que a corrente gerada sofre um aumento quase desprezável. Nas células de Si cristalino, um aumento de 100°C na temperatura produz uma variação de -30% na tensão V_{OC} e de + 0,2% na corrente I_{SC} . Já algumas células de película fina,

embora sofram uma redução da eficiência, são menos influenciadas pela temperatura na potência de pico [29]. A Figura 24 ilustra os efeitos da temperatura e irradiação acima descritos na curva característica da célula fotovoltaica.

A distribuição espectral da radiação incidente na célula afecta o seu desempenho, dependendo da sua sensibilidade espectral. As células são mais ou menos eficazes na conversão em energia eléctrica das diferentes bandas de cor da luz solar consoante o material e a tecnologia utilizada. A sensibilidade espectral define a faixa de comprimento de onda da radiação solar para a qual a célula funciona de um modo eficaz. A faixa da luz visível entre os 400 e 800 nm é onde se concentra a maior parcela de energia solar. De um modo geral, a célula de Si cristalino são particularmente sensíveis à radiação de onda longa enquanto que as células de Si amorfo são sensíveis a ondas curtas. As células de película fina utilizam melhor a luz visível, com comprimentos de onda médio [19].

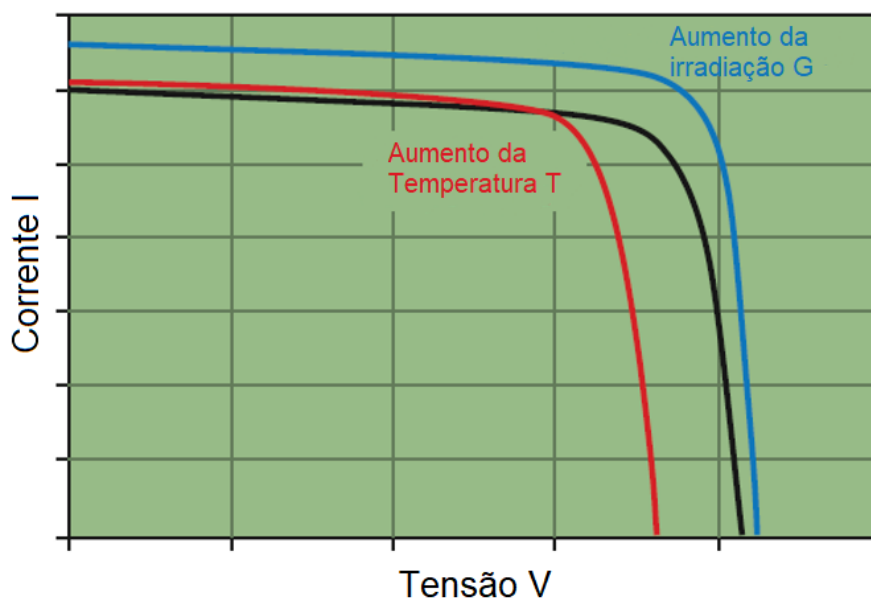


Figura 24 - Influência do aumento da temperatura T (vermelho) e da irradiação G_M (azul) na curva característica da célula adaptado de [16].

3.4.2 Definição das perdas detalhadas

Ângulo de incidência

O efeito do ângulo de incidência afecta a irradiação que realmente atinge a superfície da célula em relação à irradiação em condições normais, principalmente devido à reflexão no vidro do módulo e aumenta com o ângulo de incidência da luz. Este facto é dado em função do ângulo de incidência e aplicado a todas as componentes da radiação incidente (directa, difusa e reflectida). O PVsyst tem em conta a superfície do módulo especificada na base de dados e, por defeito atribui o modelo adequado a cada caso:

- Modelos antigos continuam a utilizar a parametrização definida pela Ashrae;
- Modelos com vidro normal ou plástico consideram os cálculos segundo as Leis de Fresnel;
- Modelos com revestimento anti reflexão ou vidro texturizado utilizam as Leis de Fresnel aplicada ao revestimento.

Todos estes modelos são descritos por [21] e o tipo de cobertura contido na base de dados pode ser editado pelo utilizador. No entanto, valores especificados pelo fabricante são validados pelo PVsyst.

Térmicas

Para determinar as perdas devido ao efeito da temperatura, o PVsyst utiliza um modelo próprio e recomenda que o utilizador ignore o NOCT, apesar de permitir que este seja tido em consideração.

O modelo considerado é descrito em detalhe por [21] e tem em conta a temperatura ambiente, a irradiação global efectiva calculada durante a simulação (tendo em conta sujidade e sombreamento), coeficiente de absorção, eficiência dos módulos (calculada quando possível, ou considerada como 10 %) e o factor de perda térmica, U .

Este valor U é dividido numa componente constante e outra, proporcional à velocidade do vento e é dependente do tipo de montagem dos módulos. Mesmo para caso em que há área de circulação livre do ar à volta do módulo, o equilíbrio térmico pode ser alcançado com bastante facilidade para temperaturas mais elevadas levando a trocas de calor nulas. Por outro lado, obter dados da velocidade do vento para a altitude específica da central FV é muito complicado, levando a erros consideráveis do factor U .

O PVsyst propõe valores “por defeito” dependendo apenas do tipo de montagem dos módulos (independentes da velocidade do vento):

- Para montagens em estruturas, com livre circulação de ar à volta dos módulos;
- Para módulos integrados em fachadas ou telhados, com a parte traseira isolada;
- Para casos intermédios, onde há alguma circulação de ar na parte traseira do módulo.

Nível de irradiação

A perda devido ao nível de irradiação segue a mesma lógica que as perdas devido ao aumento da temperatura. As perdas no PVsyst são definidas em relação à energia que seria produzida se o sistema operasse a CTS, com 1000 W/m^2 de irradiação. O modelo “one-diode” descrito em [21] explica este feito, que está directamente ligado ao comportamento dos módulos FV.

Correcção espectral

A correcção espectral tem em conta as mudanças no espectro solar devido à dispersão e absorção na atmosfera, dependentes da composição da atmosfera (presença de água e aerossóis) e da distância percorrida pela luz. O PVsyst considera vários modelos, descritos em [21] para aplicar esta correcção:

- Modelo CREST, utilizado em módulos amorfos e aplicado automaticamente;
- Modelo Sandia, aplicado automaticamente a módulos dessa base de dados;
- Modelo *FirstSolar*, apenas considerado se o utilizador desejar.

A correcção espectral do modelo *FirstSolar* não é aplicada “por defeito”, o utilizador deve especificar se pretende que esta seja considerada. Quando seleccionada é aplicada um coeficiente em função da tecnologia do módulo, definida automaticamente a

partir da base de dados. Este modelo usa dados da massa de ar (AM) e da coluna de água precipitável. Enquanto que a massa de ar é calculada de acordo com a altitude e posição do sol, a água precipitável é estimada a partir dos dados da humidade relativa, presentes em todos os ficheiros meteorológicos com dados horários sintéticos na versão actual do PVsyst.

Sujidade

O efeito da sujidade acumulada nos módulos é um dos parâmetros considerados mais incertos e está dependente da envolvimento e do clima do local seleccionado. Para climas chuvosos, como a Europa central, e em zonas residências o efeito é inferior a 1 % e quase pode ser negligenciado. No entanto, em zonas rurais com actividade agrícola intensa o efeito da sujidade pode ter bastante influência, especialmente durante alguns períodos do ano, bem como a poluição em zonas industriais. A acumulação de poeiras e formação de musgo na armação do módulo leva a ainda mais acumulação de sujidade, assim como os dejectos de aves, que não são removidas pela chuva (efeito que pode ir até 2 %). Claro está que o efeito da sujidade é extremamente dependente da pluviosidade do local, sendo por isso possível definir valores mensais para o efeito da sujidade e ter em conta os meses em que as chuvas são mais reduzidas. Já a presença de neve é um factor cuja influência é muito difícil de prever e que causa bastantes perdas ao sistema.

LID (*light induced degradation*)

Esta perda está associada a módulos de tecnologia cristalina e ocorre durante as primeiras horas de exposição à luz solar. O modo como afecta o desempenho dos módulos relativamente aos valores nominais especificados pelo fabricante é incerto, mas se esses valores forem apresentados com base no teste final de fábrica, então o LID representa efectivamente uma perda. Este efeito deve-se à presença de oxigénio no processo de fabrico das células e representa uma perda entre 1 % e 3 %, segundo [21] e o PVsyst assume, por defeito um valor de 2 %. Quando a ficha técnica do módulo, disponibilizada pelo fabricante, apresenta um gráfico ou indicação da produção esperada ao longo do tempo, se logo no primeiro ano essa produção não for de 100 %, esse decréscimo é um bom indicador a ter em conta para a perda por LID do módulo.

Qualidade dos módulos

Este parâmetro deve expressar a confiança no fabricante para o desempenho real do modulo e pode ser introduzido livremente pelo utilizador. Por defeito, o PVsyst recorre aos dados de tolerância fornecidos pelo fabricante e assume um quarto da diferença entre o máximo e mínimo especificado. Durante a simulação, o factor aqui definido irá introduzir uma perda na produção total do sistema, constante para todas as condições de operação.

Envelhecimento

A simulação do envelhecimento dos módulos pode ser feita para um qualquer ano do tempo de vida do sistema, ao critério do utilizador. A garantia especificada pelo fabricante é tida como um limite inferior para a degradação de um módulo individual.

Nesta ferramenta a análise da degradação como uma taxa média, definida para vários módulos em conjunto e considerando que este envelhecimento não ocorre de igual modo para todos. Uma distribuição das taxas de degradação em torno de uma média, irá provocar uma perda adicional de incompatibilidade entre os módulos, que aumenta com o tempo.

Perdas resistivas nos cabos

A cablagem escolhida para o circuito eléctrico de um sistema FV está directamente ligada ao desempenho do mesmo. Os sistemas FV incluem um circuito DC e outro AC, com características diferentes, pelo que devemos ter isso em atenção na escolha dos cabos, tendo em conta a minimização das perdas resistivas.

Um aumento da corrente do circuito em duas vezes, resulta num aumento de potência dissipada, sob forma de calor, de quatro vezes, uma justificação para os módulos FV modernos usarem as células conectadas em série (manter correntes reduzidas).

Os cabos eléctricos são tipicamente fabricados em cobre ou alumínio, com secções transversais normalizadas (0,75 mm², 1,5 mm², 2,5 mm², 4 mm², 6 mm², 10 mm², 16 mm², 25 mm², 35 mm², 50 mm², etc.).

As perdas resistivas na cablagem podem ser definidas, numa primeira abordagem, como uma taxa da perda de potência em relação à potência a CTS, definida por defeito como 1,5 % pelo PVsyst. Na simulação, as perdas resistivas são calculadas a cada hora pois comportam-se de forma quadrática em relação à corrente do *array* e devem ser ajustadas ao ponto de operação do sistema.

Numa fase mais avançada da definição da instalação, estas perdas devem ser calculadas de acordo com as dimensões reais dos cabos. Para isso é possível recorrer a uma ferramenta que auxilia a optimização das secções transversais dos cabos para cada fase do *array*.

É assumido que as correntes de cada *string* são idênticas e a resistência global dos cabos é tida como a média da resistência de cada *string*, independentemente dos diferentes comprimentos dos cabos e a perda de potência global será a soma das perdas de potência unitárias. O objectivo da ferramenta é auxiliar a escolha do diâmetro dos cabos, de acordo com o material do cabo, a corrente máxima admissível para cada diâmetro e uma fracção de perdas alvo, definida pelo utilizador.

Incompatibilidades entre módulos e strings (*missmatch*)

Para definir as perdas por incompatibilidades é necessário ter em conta que:

- Cada módulo pode ser considerado como o conjunto de três “sub-módulos” em série (três díodos de derivação);
- Cada *strings* é composta por vários módulos conectados em série;
- O *array* é composto por uma ou várias *strings* conectadas em paralelo;
- A curva I-V de cada *string* tem tensão igual à soma da tensão de todos os “sub-módulos” e corrente constante;
- A curva I-V do conjunto de *strings* tem corrente igual à soma da corrente de cada *string*;

- A perda por incompatibilidades é definida pelo PVsyst como a diferença entre a soma da P_{MPP} de todos os “sub-módulos” e a P_{MPP} da curva I-V resultante.

O desempenho dos módulos não é igual para todos, as perdas por LID, envelhecimento, sujidade ou sombras parciais são diferentes para cada módulo, o comprimento dos cabos entre *strings* também não é constante (especialmente em sistemas de grandes dimensões), o que leva a tensões diferentes para cada *string*. Todos estes efeitos são tidos em conta no conceito das incompatibilidades de um sistema FV.

No PVsyst, este cálculo é feito através de várias ferramentas, que avaliam os efeitos das incompatibilidades. Para o *missmatch* entre módulos é possível utilizar uma ferramenta que mostra como um conjunto de módulos aleatórios com curvas I-V diferentes pode afectar a curva característica final do *array*. A ferramenta que avalia as incompatibilidades entre módulos, onde é possível definir uma configuração de módulos ou células e as condições externas e, observar o gráfico com a curva característica resultante. É ainda possível visualizar um histograma onde esta mesma avaliação é feita várias vezes. O valor percentual da perda é apresentado nestes gráficos, mas deve ser introduzido manualmente pelo utilizador.

Para estudar as incompatibilidades entre *strings* existe uma outra ferramenta que permite estudar ao detalhe de acordo com a configuração das fileiras, conexões eléctricas, distâncias entre fileiras, posicionamento dos inversores e a cablagem utilizada. O resultado, em percentagem é dado num gráfico final, à semelhança da ferramenta anterior e deverá também ser introduzido pelo utilizador.

Indisponibilidades do sistema

As paragens da instalação para manutenção ou avaria podem ser previstas durante a simulação. Estas paragens podem ser definidas como uma fracção de tempo em que o sistema é considerado como desligado. Os períodos das paragens podem ser definidos para dias exactos do ano, hora de início e duração ou então atribuídos aleatoriamente pelo software.

3.5 Sombreamento

O sombreamento é, dos parâmetros definidos no PVsyst, o mais complexo e é avaliado em dois tipos distintos, o sombreamento distante e o próximo. O sombreamento distante é definido pela linha do horizonte e caracteriza a influencia de objectos suficientemente distantes (dez vezes a dimensão da central FV) para que o seu efeito seja considerado de uma forma global sobre todos os módulos. O sombreamento próximo é definido por objectos próximos dos módulos, que criam sombras características. Por ser bastante mais complexo que o sombreamento distante, só pode ser avaliado com a definição de um modelo 3D detalhado de toda a central e a sua envolvente.

Durante a simulação, os cálculos de sombreamento são feitos a cada etapa horária e aplicados de forma diferente a cada componente da radiação (directa, difusa e reflectida). A componente directa da radiação é afectada por dois tipos de perdas devido ao sombreamento:

- Perdas de irradiação – correspondem ao défice de irradiação que atinge as células;

- Perdas eléctricas – correspondem ao resultado das incompatibilidades entre os módulos, dependendo das conexões eléctricas entre eles e são aplicadas apenas à componente directa da radiação.

Os vários componentes da radiação são afectados da seguinte maneira:

- Directa – definido um factor de sombreamento, dependendo da posição do Sol;
- Difusa – definido um factor de sombreamento próprio, também dependente da posição do sol, mas tratado como uma integral sobre todas as direcções do céu;
- Reflectida – definido um factor de sombreamento próprio, independente da posição do Sol e tratado como uma integral de acordo com os obstáculos circundantes.

O factor de sombreamento é a fracção de área sombreada em relação à área total de módulos, para cada orientação do Sol. Um factor de 0 significa que não existe sombreamento, enquanto que 1, significa que existe sombreamento total.

Para diminuir o tempo de simulação é calculada uma tabela com estes factores para intervalos de altura (10°) e azimute (20°) e durante a simulação, para cada hora é realiza uma interpolação de valores. Esta tabela é ainda utilizada para o cálculo da integral do factor de sombreamento par a radiação difusa e reflectida. No entanto, para instalações mais pequena, é possível realizar este cálculo para cada etapa e evitar erros de interpolação. Esta escolha é feita pelo utilizar ao seleccionar o modo de cálculo.

A cada etapa da simulação, estes factores são aplicados sobre as várias componentes da radiação presentes no ficheiro meteorológico e definidas como perdas de sombreamento lineares.

O efeito eléctrico do sombreamento pode ser calculado por dois métodos distintos:

- De cordo com as strings do módulo;
- Cálculo detalhado de acordo com a disposição dos módulos.

O cálculo do sombreamento de acordo com as strings do módulo tem em conta que o sombreamento parcial não afecta a produção do array de uma forma linear, mas depende das conexões eléctricas existentes. Este método permite a partição das fileiras em rectângulos, cada um representando uma string de módulos em série e o cálculo assume que assim que uma string é sombreada, todo o rectângulo tem produção nula. Esta aproximação dá o limite superior da potencial perda por incompatibilidades, mas segundo [21] é bastante realista quando se trata de uma disposição tradicional por fileiras.

O cálculo de acordo com a disposição dos módulos substitui o tradicional cálculo por factores de sombreamento, realizando agora a avaliação eléctrica do sombreamento individualmente para cada sub-array correspondente a uma entrada do MPPT de um inversor. Para isso, o cálculo detalhado das perdas eléctricas necessita que sejam definidas as posições exactas de cada módulo no sistema assim como atribuído, a cada um uma string e entrada no inversor exactas.

O cálculo detalhado é aplicado a cada canto do sub-módulo, avaliando se este se encontra, ou não sombreado. Para cada um, o factor de sombreamento linear assume-se como proporcional ao número de cantos sombreados ($\frac{1}{4}$ para um, $\frac{1}{2}$ para dois e $\frac{3}{4}$ para três) enquanto que as características da curva I-V são afectadas de acordo com o número de cantos sombreados (10% das células sombreadas para um, $\frac{1}{3}$ para dois, $\frac{2}{3}$ para três e 100% para quatro). O cálculo é realizado para cada strings, somando em tensão as características de cada sub-módulo em série e somando em correntes as características de todas as strings em paralelo.

É numa curva I-V com estas características resultantes que o inversor irá determinar o ponto máximo de operação e as perdas por sombreamento são avaliadas, para cada MPPT, e relação ao valor de P_{MPP} sem sombreamento com ao soma entre o défice de radiação incidente (parte linear) e a incompatibilidade eléctrica como a diferença entre a potência no ponto de operação máximo (sem sombreamento), a potencia perdida (pelo défice de radiação incidente) e a potencia do ponto maximo de operação (com sombreamento).

A Figura 25 ilustra um exemplo de uma curva I-V resultante da conexão eléctrica de duas strings no mesmo MPPT quando é feita a avaliação da perdas eléctricas de sombreamento de acordo co ma disposição dos módulos, onde é possível observar o efeito provocado na curva e o ajuste do ponto máximo de potência, assim como a percentagem provocadas e a potência perdida.

Será agora descrito como é possível definir todos estes parâmetros no PVsyst. Começando pelo sombreamento distante, este pode ser definido em “Horizonte” e é caracterizado pelo traçado da linha do horizonte sobre a carta solar do local. Este traçado pode ser feito manualmente definindo ponto de altura e azimuth (em graus) para esta linha ou, de uma forma rápida, importando esses valores dos dados de horizonte do PVGIS directamente do PVsyst, se existir uma conexão à internet.

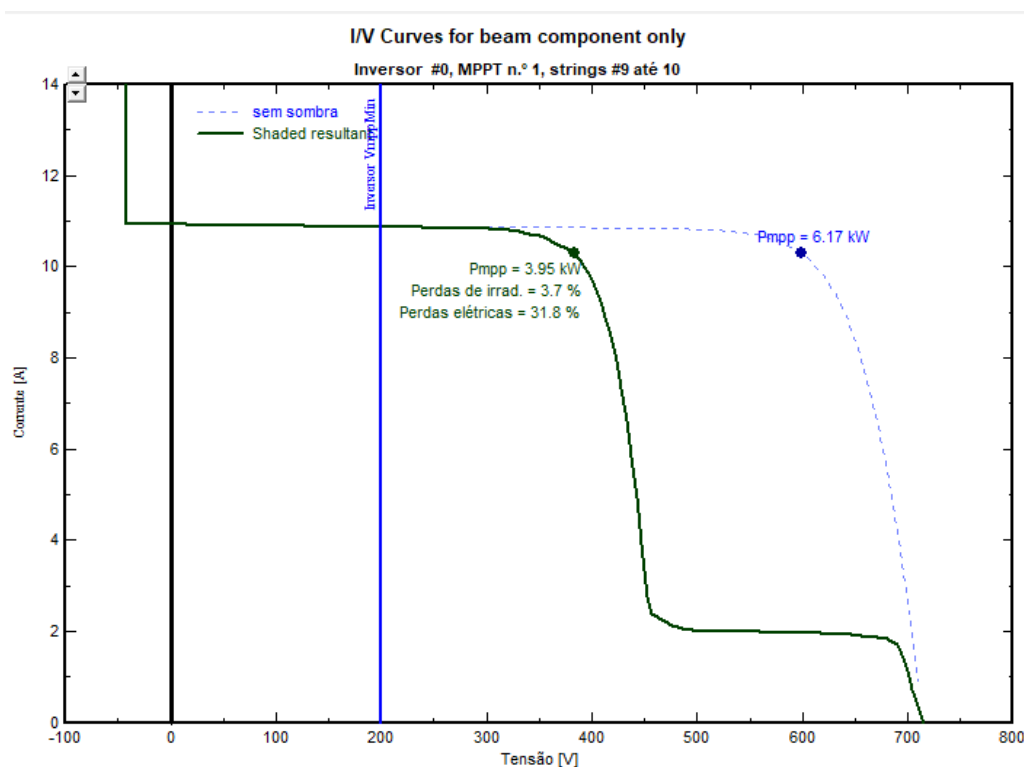


Figura 25 - Exemplo de uma curva I-V resultante da avaliação eléctrica por cálculo detalhado de acordo com a disposição dos módulos.

O sombreamento próximo, como já referido, necessita de uma modelação 3D da central e da sua envolvente. Para isso, em “Sombras próximas” é definido o tipo de análise pretendido, sem sombras, lineares, segundo as strings dos módulos ou o cálculo detalhado segundo a disposição dos módulos. Deve ainda ser indicado o tipo de cálculo

ao usar, rápido, interpolando valores da tabela dos factores de sombreamento ou lento, computando uma tabela para cada etapa da simulação.

A construção do modelo 3D é feita na opção “Construção/Perspectiva” onde é possível criar objectos, edifícios, módulos ou fileiras de módulos e posicioná-los no plano, de acordo com a orientação definida.

A construção da zona de implementação, onde o PVsyst, automaticamente atribui a disposição dos módulos é feita recorrendo à ferramenta “zonas de fiadas”, onde é definida uma nova zona e, quando necessário, zonas de exclusão. Os parâmetros a atribuir à zona de implementação são ilustrados na Figura 26, onde estão também a opção “Propriedades do campo”, onde é caracterizada a fileira, de acordo com as dimensões dos módulos, e a “zona de preenchimento”, que atribui as fileiras no modelo 3D de acordo com os parâmetros definidos.

Nas propriedades do campo são definidos os parâmetros que caracterizam as fileiras de cada zona, a inclinação, orientação dos módulos (retrato ou panorama) e número de módulos dispostos na vertical e horizontal, como ilustra a Figura 27.

Quando se pretende definir as perdas eléctricas por sombreamento de acordo com as strings dos módulos é necessário atribuir essa divisão em strings às fileiras definidas. Esta divisão é feita através da ferramenta “dividir em strings de módulos”, cujos parâmetros a definir, bem como três exemplos de divisões possíveis estão ilustrados na Figura 28.

Figura 26 - Parâmetros das zonas de implementação na ferramenta de criação de fileiras.

Figura 27 - Parâmetros definidos na opção "propriedades do campo".

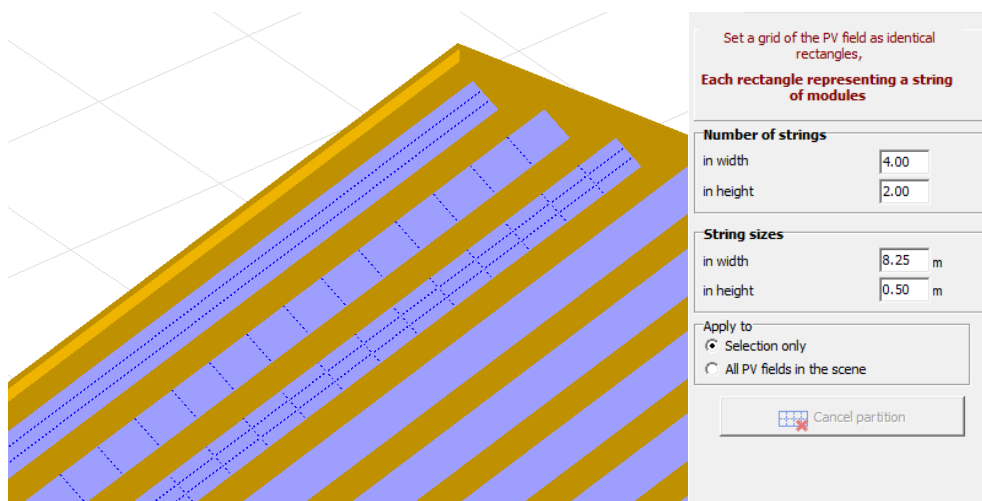


Figura 28 – Parâmetros da definição das strings de módulos e exemplo de várias configurações no modelo 3D.

Optando pelo cálculo eléctrico detalhado segundo a disposição dos módulos, é necessário definir a mesma, em “Disposição módulos” no ecrã inicial. Nesta ferramenta, são atribuídos, a cada fileira, os respectivos módulos. Quando todos os módulos do sistema estão posicionados geograficamente, é possível definir a disposição eléctrica de cada um, atribuindo uma string a cada módulo, sabendo que estas são atribuídas sequencialmente a cada MPPT disponível.

3.6 Autoconsumos

O Pvsyst permite a definição de um perfil de consumo associado à central FV. Apesar de este software não ter qualquer tipo de ferramenta de auxílio ao dimensionamento de uma instalação para autoconsumo permite avaliar, a cada etapa horária, o consumo de energia do edifício, especificando no relatório final, a energia consumida e a excedente, injectada na rede. A Figura 29 ilustra a página do Pvsyst onde

é possível definir o tipo de perfil de consumo desejado, escolhendo a opção “*Choose file*” e indicando a localização do ficheiro.

Para importar um diagrama de cargas sub-horárias, como os disponibilizados pela EDP Distribuição é necessário criar um ficheiro normalizado com os dados de consumo, em formato CSV, cujas regras são enumeradas em [21]. O PVsyst suporta dados de consumo tanto em base horária como sub-horária e, para auxiliar a importação é possível utilizar um modelo existente no directório de instalação do software onde apenas é necessário colocar os dados de consumo. O modelo tem a designação “*PARAMS_SubHourly_Parameters_Template*” para o caso de dados sub-horário.

Como o PVsyst apenas lê dados horários, apenas importa dados acumulados. O software reconhece o intervalo temporal de acordo com as datas e unidades especificadas no ficheiro. Os valores dados em unidades de potência (W) são arredondados dentro do intervalo de uma hora, enquanto que os especificados em unidade de energia (kWh) são somados.

O perfil importado pode ser consultado na mesma página, sob a forma de gráfico ou tabela com o resumo dos consumos (anual, médio ou máximo).

Comment: Ext. defined as file

General features | Graph

Kind of load profile

- ☐ No Auto-consumption
- ☐ Fixed constant consumption
- ☐ Monthly values
- ☐ Daily profiles
- ☐ Probability profiles
- ☐ Household Consumers
- ☒ Load values from a CSV hourly/daily file

User's needs Yearly energy defined

Average power	145 kW
Yearly energy	1273 MWh/year

Info system: Defined PV array

Nominal PV Power	314 kWp
Estimated system yield:	470 MWh/year
P _{nom} PV / P _{Load} average	5.85 Power ratio

Hourly values defined from file.
You can see them by pressing "Choose file"

An auto-consumption with an average of 3488 kWh/dia has been defined

Model

Load Save

Choose file Print Cancel OK

Figura 29 - Definição do perfil de consumo.

4 Caso de estudo

Nesta secção da dissertação é descrito o dimensionamento da instalação de referência e resultados obtidos na simulação do PVsyst. É ainda descrito como esta mesma instalação foi replicada nas restantes ferramentas e os resultados obtidos da comparação de todas as simulações. Numa segunda fase são apresentados as várias comparações efectuadas entre as diferentes ferramentas e os respectivos resultados.

4.1 Dimensionamento da instalação de referência

Caracterizada a instalação de referência foi necessário aplicar todos esses parâmetros a uma situação real, com local, meteorologia e dimensões própria. A central FV foi então projectada para alimentar os consumos de um edifício comercial, designado por Edifício A, seguindo os passos e tendo em conta a análise de cada parâmetro mencionado em 3.

Para iniciar o dimensionamento desta central partiu-se de alguns dados iniciais disponibilizados e considerou-se alguns pressupostos:

- Localizado em Vila do Conde;
- Dimensões gerais da cobertura retidas da planta do edifício;
- Módulos FV policristalinos da Seraphim, modelo SRP-280-6PB;
- Inversores de strings da Huawei, modelo SUN2000-36KTL;
- Objectivo: maximização da área da cobertura;
- Características da cobertura assumidas: totalmente plana, sem obstáculos e limitada por muretes de 40 cm;
- Distância mínima de 1,5 metros para acessos e manutenção da central FV.

Partindo dos dados iniciais, foi então criado um projecto no PVsyst para um sistema conectado à rede e definidos os parâmetros de projecto. A localização do Edifício A foi seleccionada no mapa interactivo do software e os dados da Tabela 5 importados para o PVsyst.

Tabela 5 - Dados geográficos do local

Latitude [°]	41,3695
Longitude [°]	-8,7447
Altitude (acima do nível do mar) [m]	19
Fuso horário [h]	0

Foi com estes dados geográficos que se importou os dados meteorológicos mensais do software Meteonorm 7.2. Os dados mensais (apresentados no Anexo A.1) são importados automaticamente para a secção “meteorologia mensal” e utilizados pelo PVsyst para gerar o ficheiro meteorológico de dados horários para um ano genérico. Os dados do ficheiro meteorológico podem ser observados na tabela ilustrada na Figura 30, em base mensal e anual.

meteorologia para Povoação - Synthetically Generated Data					
Início do intervalo	GlobHor kWh/m ² .mês	DiffHor kWh/m ² .mês	T_Amb °C	WindVel m/s	RelHum
Janeiro	57.7	23.04	10.1	3.0	0.807
Fevereiro	78.6	33.70	10.9	2.9	0.780
Março	121.2	53.39	13.0	3.4	0.747
Abril	160.9	62.17	13.7	3.4	0.781
Maio	203.6	77.28	16.2	3.1	0.767
Junho	211.4	75.13	18.9	2.9	0.764
Julho	224.6	68.98	19.7	2.9	0.786
Agosto	193.9	70.37	20.4	2.8	0.760
Setembro	150.5	50.10	18.9	2.4	0.768
Outubro	91.8	49.65	16.8	3.1	0.798
Novembro	66.0	30.09	12.8	3.1	0.799
Dezembro	46.5	21.94	10.7	3.3	0.798
Ano	1606.8	615.85	15.2	3.0	0.780

Figura 30 - Tabela com os dados sintéticos horários gerados pelo PVsyst.

Nos parâmetros de projecto, apenas os valores de albedo foram analisados e mantido o valor de 0,2 para a localização do Edifício A numa zona urbana.

Definido o projecto, iniciou-se a caracterização do sistema, iniciando-se pela definição dos parâmetros de orientação. O azimuth foi definido através da orientação do Edifício A, medido no software Google Earth. Partindo deste valor e utilizando a ferramenta de optimização do PVsyst, definiu-se uma inclinação de 35° e o azimuth de -15°, como ilustra a Figura 31 pois correspondem ao máximo factor de transposição possível numa base anual.

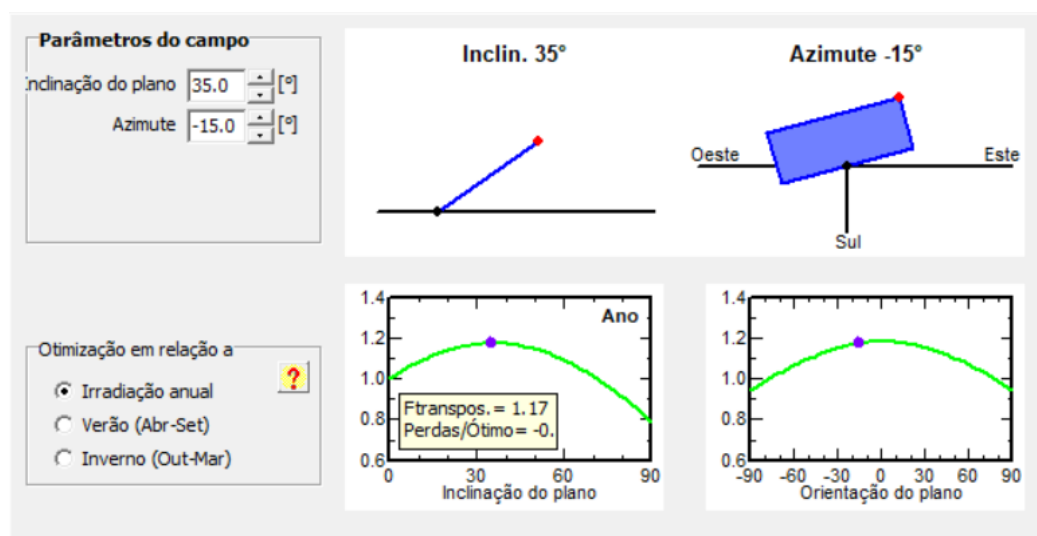


Figura 31 - Definição dos parâmetros de orientação (inclinação e azimuth).

Para dimensionar o sistema começou por se seleccionar os componentes da base de dados do PVsyst. Para obter uma aproximação inicial das dimensões da central, utilizou-se a ferramenta de auxílio do software sendo para isso necessário introduzir a potência desejada ou a área de módulos disponível. Sendo a maximização da área o objectivo de dimensionamento, procurou chegar-se a esse valor.

Com as dimensões da cobertura retiradas da planta do edifício, definiu-se uma área total disponível de aproximadamente 4770 m² e, retirando as distâncias mínimas de 1,5 m para os muros, ficou-se então com uma área de implementação de 4400 m², correspondendo a um rácio de 92% de ocupação da área da cobertura. Definida a inclinação de 35° e assumindo uma distância mínima de 1,5 m para manutenção, é possível determinar a taxa de ocupação dos módulos. O espaçamento entre fileira foi determinado recorrendo à carta solar para as coordenadas do local definido, ilustrada na Figura 32, para saber a altura solar e azimuth do edifício entre as 11h e 13h (tempo solar).

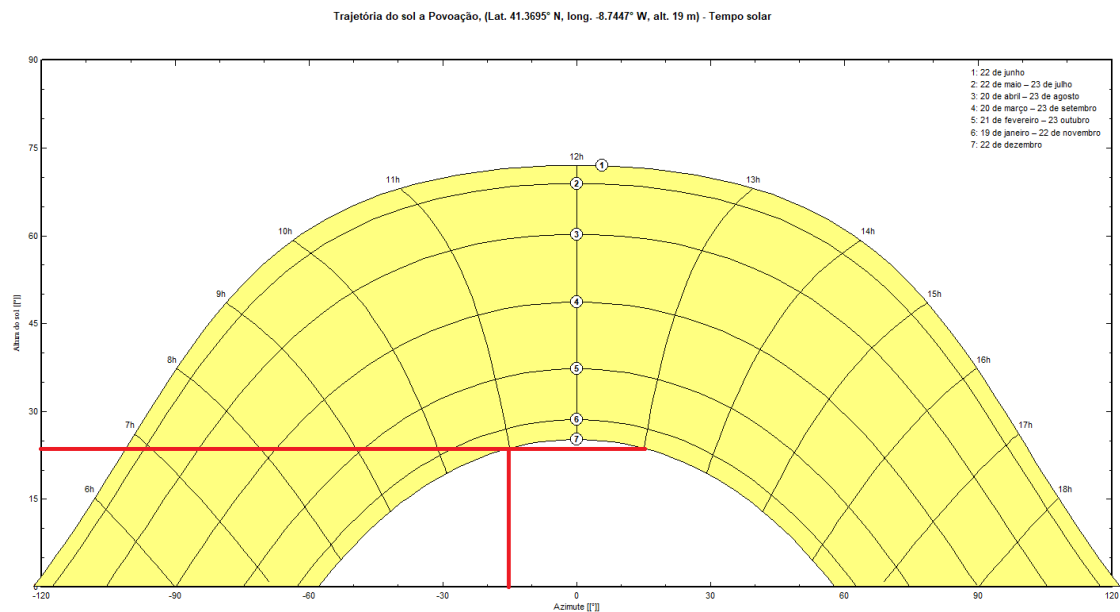


Figura 32 - Carta solar para as coordenadas do Edifício A.

Considerando que os módulos são instalados na horizontal, para uma altura solar de 22° e um azimuth solar de -15°, largura do módulo de 0,992 metros e os parâmetros de orientação já mencionados, o espaçamento mínimo necessário foi determinado, recorrendo à equação [30]:

$$d = b \cos(\alpha) + \frac{b \sin \alpha}{\tan \gamma} \cos(a_{sol} - a_{edi}) \quad (4.1)$$

Onde

d, é a distância entre o ponto inferior de cada fileira, em metros;

b, é a largura do módulo FV, em metros;

α , é a inclinação dos módulos, em graus;

γ , é a altura solar, em graus;

a_{sol} , é o azimuth solar, em graus;

a_{edi} , é o azimuth do edifício, em graus.

Através da Equação 4.1 e do requisito mínimo de 1,5 metros livres entre fileiras, chegou-se a um espaçamento aproximado de 2,3 metros entre o início de duas fileiras consecutivas.

Sabendo a largura do módulo e o espaçamento entre fileiras, o rácio de utilização da área de implementação, GCR (*ground coverage ratio*) é dado pelo quociente entre os dois valores. Chegamos então a um valor de aproximadamente 43 % de utilização da área. Aplicando este rácio à área de implementação, temos a primeira estimativa da área de módulos disponível, aproximadamente 1890 m².

Com a configuração ilustrada na Figura 33, sugerida pelo software, a distribuição das strings pelos MPPT's dos inversores não está equilibrada. Sabendo, dos dados fornecidos pelo fabricante, que este inversor tem capacidade para conectar duas strings em cada um dos quatro MPPT's, para uma distribuição equilibrada pelos sete inversores (28 MPPT's) o ideal seria definir 56 strings. Para a área disponível e o número de fileiras definido, o número de módulos em série máximo possível é 20.

Sub-array

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: Sub-array
 Oriente: Plano inclinado fixo
 Inclinação: 35°
 Azimute: -15°

Ajuda para o dimensionamento
 Sem pré dim. Introduza Pnom desejado: 325.4 kWp
 superfície disponível(módulos): 1890 m²

Seleção do módulo FV
 Disponíveis: All PV modules
 Filter: All PV modules
 Nr. de módulos máximo: 1161
 Seraphim: 280 Wp 27V Si-poly SRP-280-6PB Since 2018
 Manufacture: 2018
 Dimens. das tensões :p (60°C): 27.6 V
 Voc (-10°C): 43.6 V
☐ Use Optimizer

Seleção do inversor
 Disponíveis: Huawei Technologies
 Output voltage 480 V Tri 50Hz
 36 kW 200 - 1000 V TL 50/60Hz SUN2000 36KTL 480Vac Since 2016
 N.º de entradas MPPT: 28
 Tensão de funcionamento: 200-1000 V
 Inverter power used: 252 kWac
 Tensão máxima entrada: 1100 V
☒ Utilize multi-MPPT

Dimensionamento do grupo
 Número de módulos e strings
 Mod. em série: 20 entre 8 et 22
 Nr. strings: 58 entre 45 et 58
 Perdas sobre-pot. 0.2 %
 Rácio Pnom 1.29
 Ver dimension.
 Nr. módulos: 1160 Superfície: 1887 m²

Condições de funcionamento
 Vmpp (60°C): 553 V
 Vmpp (20°C): 664 V
 Voc (-10°C): 872 V
 Irradiância no plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 505 A
 Isc (STC): 529 A
 Isc (em STC): 529 A

26 inputs with 2 strings and 2 inputs with 3 strings.
 Consider disabling "Uses Multi-MPPT feature" for ensuring power sharing on each input.

Max. dados STC
 Potênc. Máx. em funcionamento: 293 kW em 1000 W/m² e 50°C
 Potência nominal do grupo (5325 kWp)

Figura 33 - Sistema dimensionado automaticamente pelo PVsyst.

Tendo uma primeira configuração do sistema FV, ilustrada na Figura 34, recorreu-se à ferramenta de dimensionamento do conjunto *array*/inversor, ilustrada na Figura 35, para confirmar se todos os parâmetros de dimensionamento foram cumpridos e se o rácio de potência era adequado.

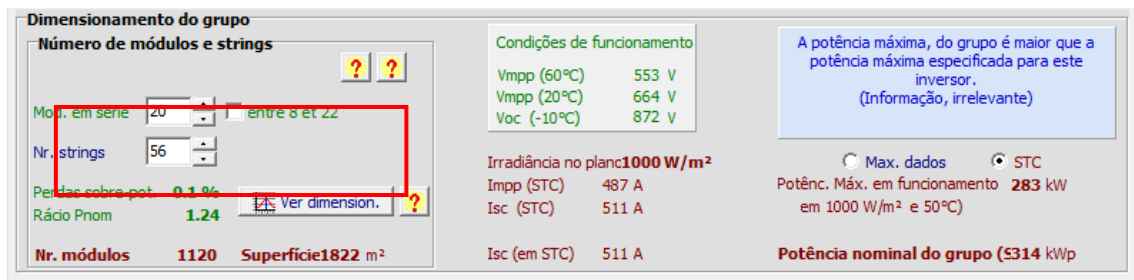


Figura 34 - Configuração do sistema, com distribuição balanceada das strings pelo número de entradas dos inversores.

Analisando o gráfico da Figura 35 é possível verificar que a tensão máxima suportada pelo inversor não é ultrapassada e que a curva de funcionamento do inversor se enquadra com as curvas características do sistema a 20°C e 60°C.

Quanto ao rácio de potências, este é de 1,24 à potência nominal, reduzindo para 1,12 para temperaturas de 50°C e resultando, numa análise inicial feita por esta ferramenta, numa perda de produção por sobrecarga de 0,1%. Estes valores são considerados aceitáveis, validando a configuração da instalação.

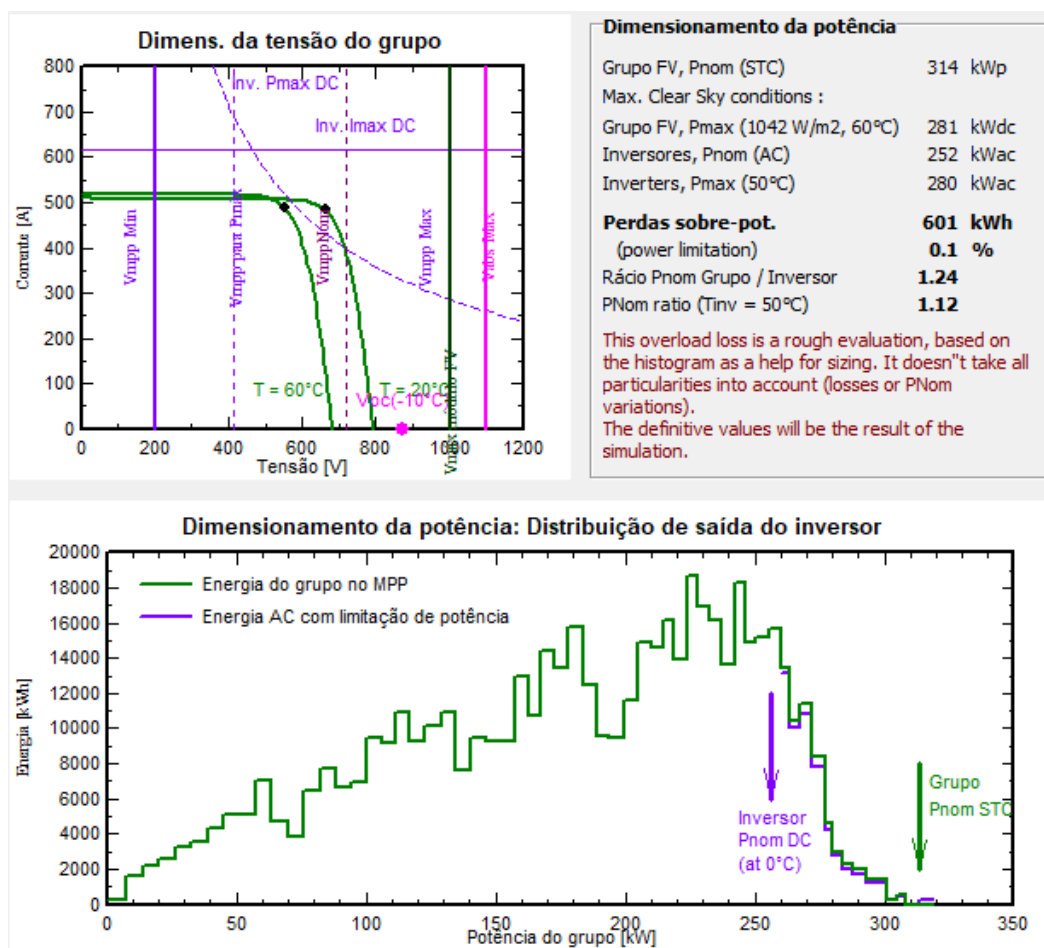


Figura 35 - Dimensionamento do conjunto array/inversor.

O sumário do sistema global definido é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Sumário do sistema global definido

Número de módulos	1120
Superfície de módulos [m ²]	1822
Número de inversores	7
Número de MPPT's	28
Potencia nominal instalada [kWp]	314
Potência nominal AC dos inversores [kWac]	252

Antes de avançar para a definição das perdas detalhadas, foi projectado o modelo 3D do Edifício A e da central FV, recorrendo à ferramenta de construção do PVsyst.

Recorrendo às dimensões gerais retiradas da planta do edifício foi desenhado o modelo 3D simplificado do Edifício A, com uma cobertura plana, de 4770 m². Recorrendo à ferramenta de definição das fileiras foi definida a área de implementação e os parâmetros geométricos necessários, resumidos na Tabela 7.

Tabela 7 - Resumo dos parâmetros das fileiras

Área da zona de implementação [m ²]	4400
Azimute [°]	-15
Espaçamento [m]	2,3
Distância ao solo [m]	0,05
Inclinação [°]	35
Nº de módulos horizontais	20
Nº de módulos verticais	1
Orientação dos módulos	Horizontal

Definidos os parâmetros da Tabela 7, o PVsyst preenche automaticamente a zona de implementação, excluindo as áreas indicadas e de acordo com as dimensões definidas. O resultado desta modelação é visível na Figura 36.

Através desta modelação da central FV, foi possível confirmar que a configuração inicialmente dimensionada é aplicável no Edifício A.

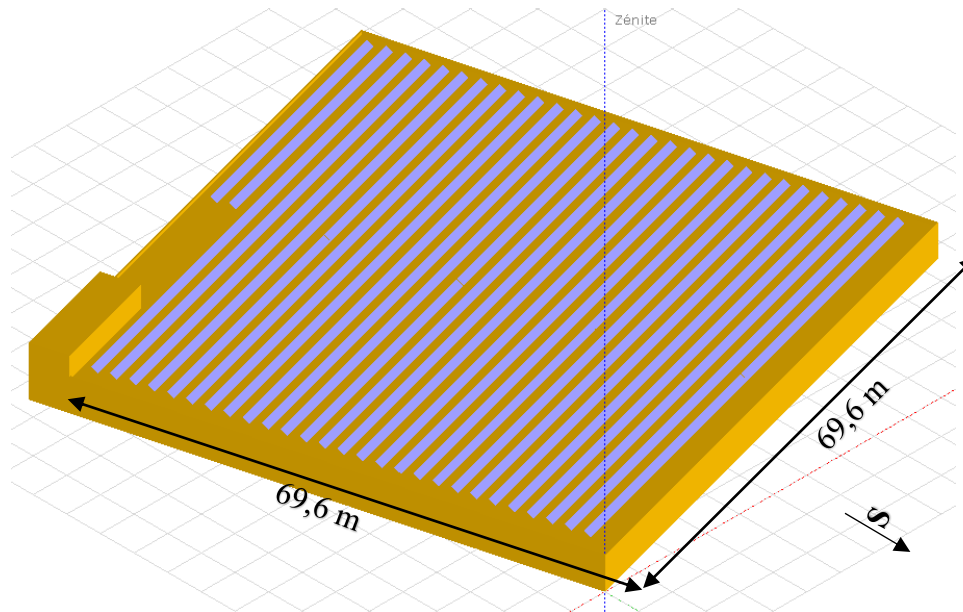


Figura 36 - Vista em perspectiva do modelo 3D do edifício e da central FV projectada, com indicação da orientação da fachada e dimensões da cobertura.

Definido o modelo, é então possível analisar o sombreamento provocado pelo alinhamento das fileiras. A tabela dos factores de sombreamento linear é computada e fica possível visualizar a carta solar do local com a indicação das perdas por sombreamento para cada hora solar durante o ano, ilustrada na Figura 37, onde é visível que entre as 10h e 14h (tempo solar) não existem perdas consideráveis por sombreamento.

Os cálculos detalhados dos efeitos eléctricos do sombreamento foram definidos de acordo com a disposição dos módulos, referida mais à frente.

Para definir o sombreamento provocado pela linha do horizonte, foi importado o ficheiro com dados do horizonte para estas coordenadas, directamente do PVGIS e verificado que este não tem qualquer influência neste local.

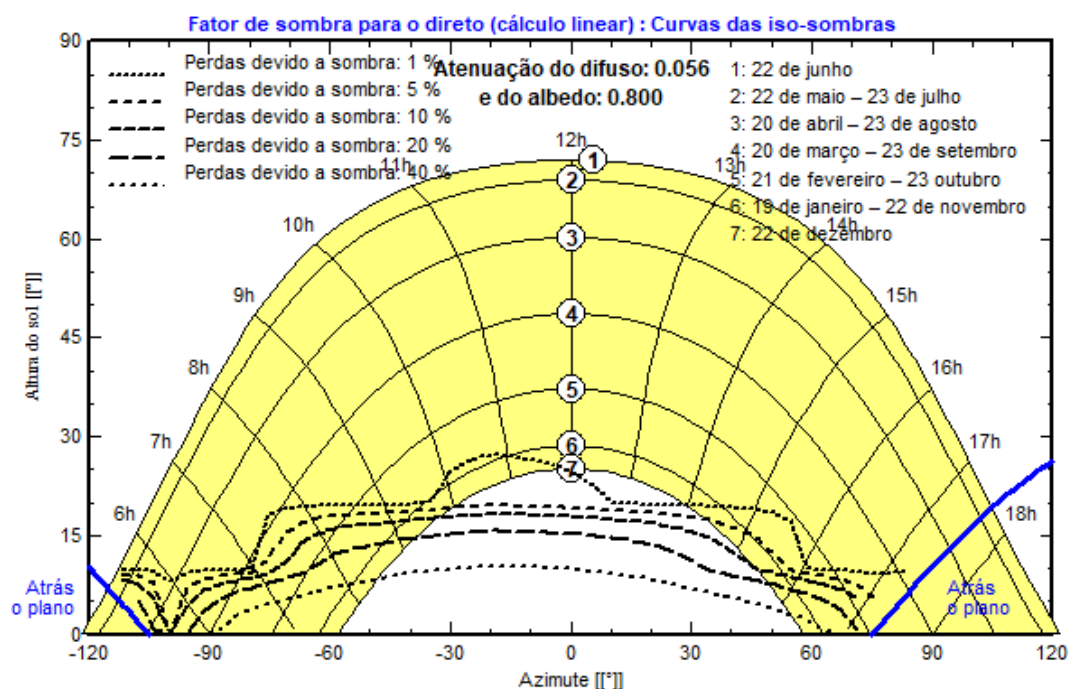


Figura 37 - Carta solar com indicação das perdas devido ao sombreamento.

Uma vez definida a configuração eléctrica e geométrica do sistema, as perdas detalhadas foram analisadas:

- Factor de perdas térmicas – foi assumido o valor por defeito para uma montagem semi-integrada dos módulos, com uma conduta de ar na parte traseira de dimensões reduzidas, correspondente a um factor de 20 W/m²K;
- Perdas por sujidade – definido valor de 1,5% para os meses chuvosos do ano (entre Outubro e Abril) e um valor de 2% para os restantes meses.
- Valor tiveram em conta que a central FV se encontra numa zona urbana, sem grandes fontes de poluição, mas junto ao litoral, onde a presença de aves pode ter alguma influência na sujidade dos módulos;
- Perdas IAM – definidas automaticamente, de acordo com especificação do módulo, através do modelo Fresnel para revestimento anti reflexão;
- Correção espectral – aplicada automaticamente, para um módulo policristalino de silício e usando os dados da humidade relativa do ficheiro meteorológico;
- Perdas por LID – as perdas induzidas pela exposição à luz foram retiradas da ficha técnica do módulo, que refere uma qualidade inicial dos módulos de 97,5%. Foi então considerada uma perda de 2,5% em relação à potência nominal;
- Perdas resistivas na cablagem – realizado o cálculo detalhado de acordo com a Figura 38 e definidos cabos de cobre. O comprimento e diâmetro dos cabos dos módulos foram retirados da ficha técnica. O diâmetro dos cabos do inversor foi retirado do manual de instalação do mesmo enquanto que o comprimento médio foi determinado de acordo com as dimensões da central FV. Foi então obtida uma perda de 1,1 % no MPP a condições CTS. Na simulação, o PVsyst terá em conta uma resistência global dos cabos de 14,21 mOhm e uma queda de tensão de 0,7V nos díodos.

Wiring layout : Groups of parallel strings

	Aver. length m / circuit	Section mm ²	Per circuit		Global array	
			Current A	Resistance mOhm		Resistance mOhm
One string = 20 modules:						
String module connexions	36	4 mm ²	8.7	169	56 strings:	3.02
Main box to inverter	100	6 mm ²	17.3	313	28 inverters:	11.2
Please specify the total wire lengths for each circuit (try "Schema" button)						
Field global wiring resistance					14.2 mOhm	
MPP Loss fraction at STC					1.1 %	
Total copper mass					196 kg	
Total wire cost					0 EUR	

Figura 38 - Cálculo detalhado das perdas nos cabos.

- Perdas por incompatibilidade da tensão nas strings – foi utilizada a ferramenta de auxílio para tentar avaliar esta perda, o que resultou em valores muito semelhantes aos considerados por defeito pelo PVsyst de 0,1%, como tal, esta perda não foi alterada;
- Perdas por incompatibilidade dos módulos – para quantificar esta perda, foi utilizada a ferramenta disponibilizada pelo PVsyst, onde foi considerado um grupo de 20 módulos em série e duas strings em paralelo e as condições externas por defeito. O resultado desta avaliação é ilustrado na Figura 39. O valor considerado para as perdas provocadas por este efeito, depois de repetido o mesmo cálculo para 400 combinações aleatórias foi de 2,7%.

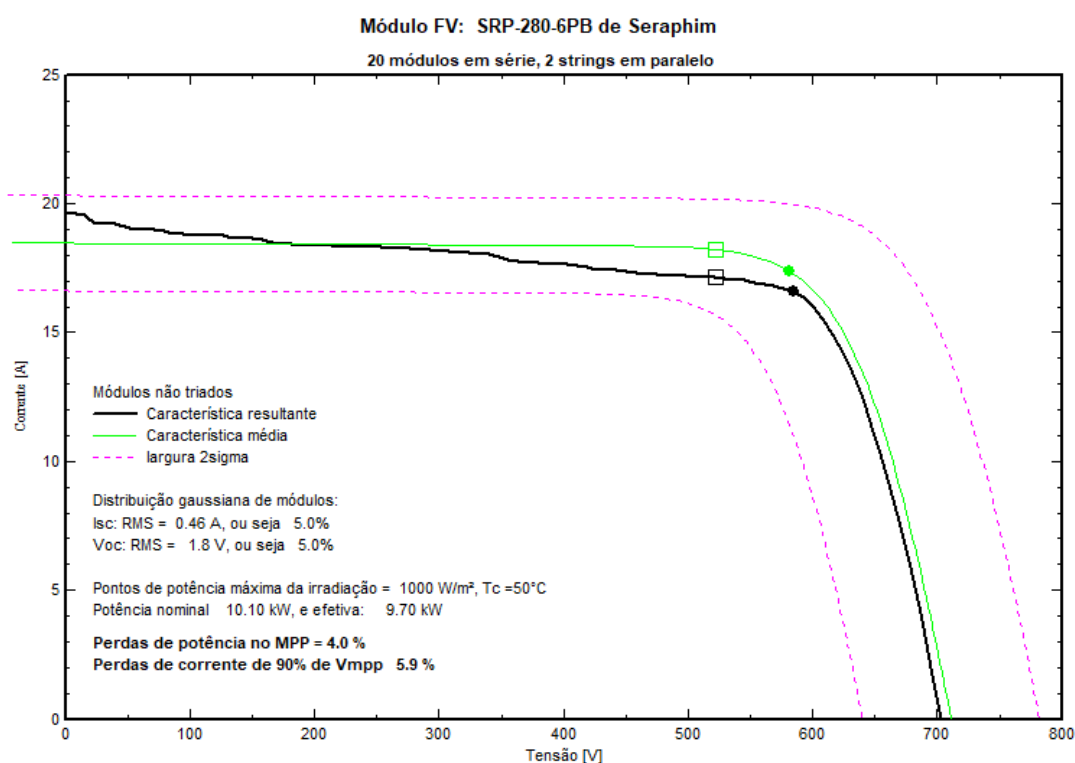


Figura 39 - Gráfico resultante da avaliação do efeito da incompatibilidade entre módulos nas strings definidas.

As perdas detalhadas especificadas estão sumarizadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Resumo das perdas detalhadas contabilizadas

Factor de perdas térmicas [W/m²K]	20
Perdas por sujidade [%]	1,5 (Outubro a Janeiro) 2 (Maio a Setembro)
Perdas IAM [-]	De acordo com especificação do módulo
Correcção espectral [-]	De acordo com especificação do módulo

Perdas de eficácia dos módulos [%]	-0,8
Factor de perdas LID [%]	2,5
Resistência global dos cabos [mOhm]	14,21
Queda de tensão dos díodos [V]	0,7
Perdas de potência no MPP por mismatch entre módulos [%]	2,7
Perdas de potência no MPP por mismatch entre strings [%]	0,1
Perdas não contabilizadas	Consumos auxiliares, envelhecimento dos módulos e indisponibilidades do sistema

O efeito de cada uma das perdas consideradas na curva característica global do sistema é ilustrado na Figura 40, onde é visível o peso maioritário do efeito da temperatura.

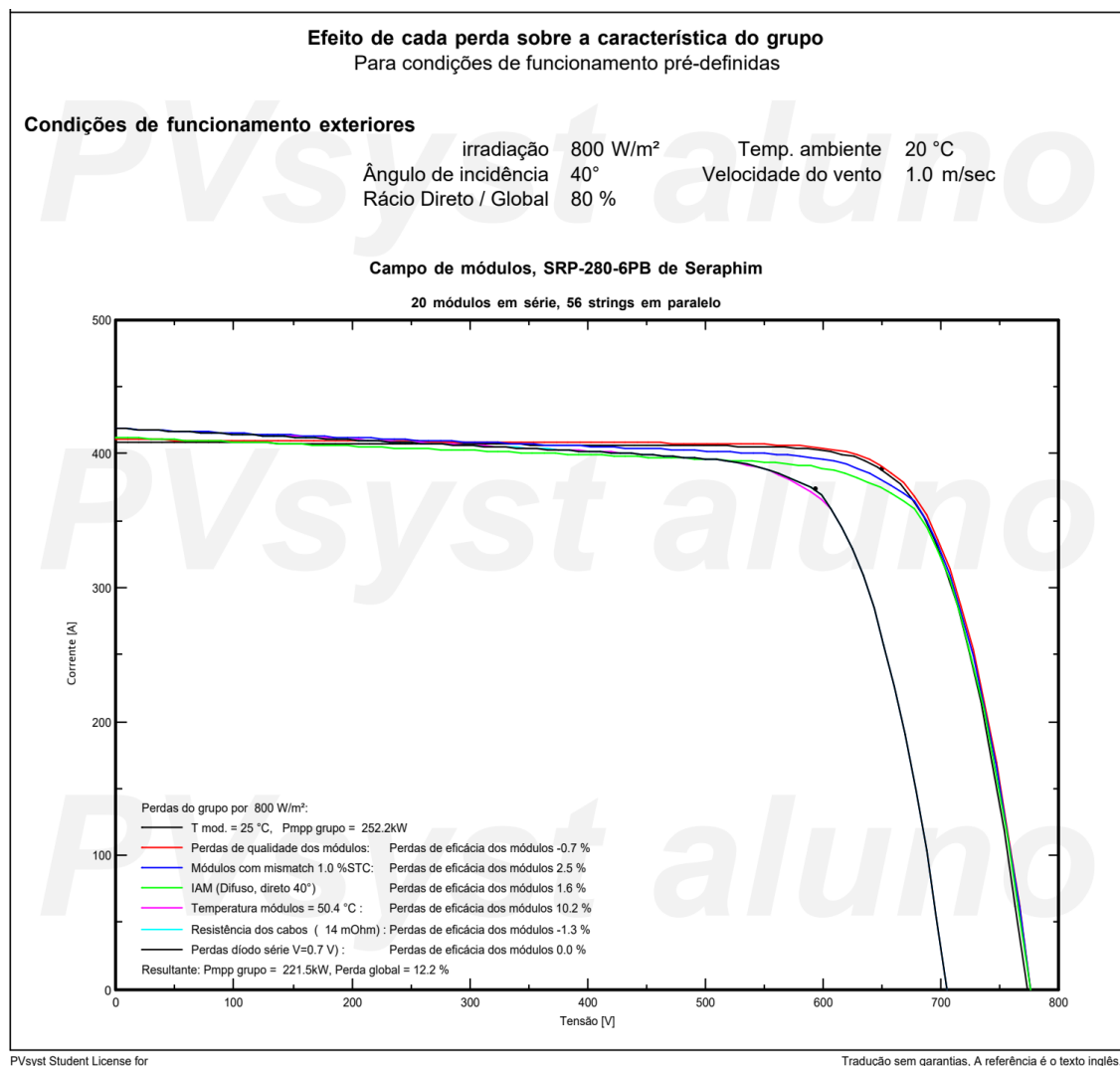


Figura 40 - Gráfico ilustrativo do efeito global das perdas detalhas na curva característica resultante do sistema para condições pré-definidas.

O último passo na definição da instalação foi a disposição dos módulos para o cálculo das perdas eléctricas provocadas pelo sombreamento entre fileiras. A Figura 41 ilustra a configuração definida para as strings, onde cada cor representa uma cadeia de módulos conectados em série. À excepção das duas primeiras strings (canto superior direito da imagem), as restantes foram agrupadas lado a lado sendo que cada fila corresponde ao input de um MPPT.

A instalação de referência tinha como objectivo a maximização da área da cobertura, por esse motivo, não foi dimensionada de acordo com os consumos do edifício. No entanto, como demonstração, foi importado o perfil de consumo de acordo com os passos enunciados em 3.6. O perfil de consumos do Edifício A, fornecido pela EDP Distribuição é dado em valores sub-horários com intervalos de 15 minutos. A Figura 42 ilustra a distribuição mensal do consumo do Edifício A, em MWh.

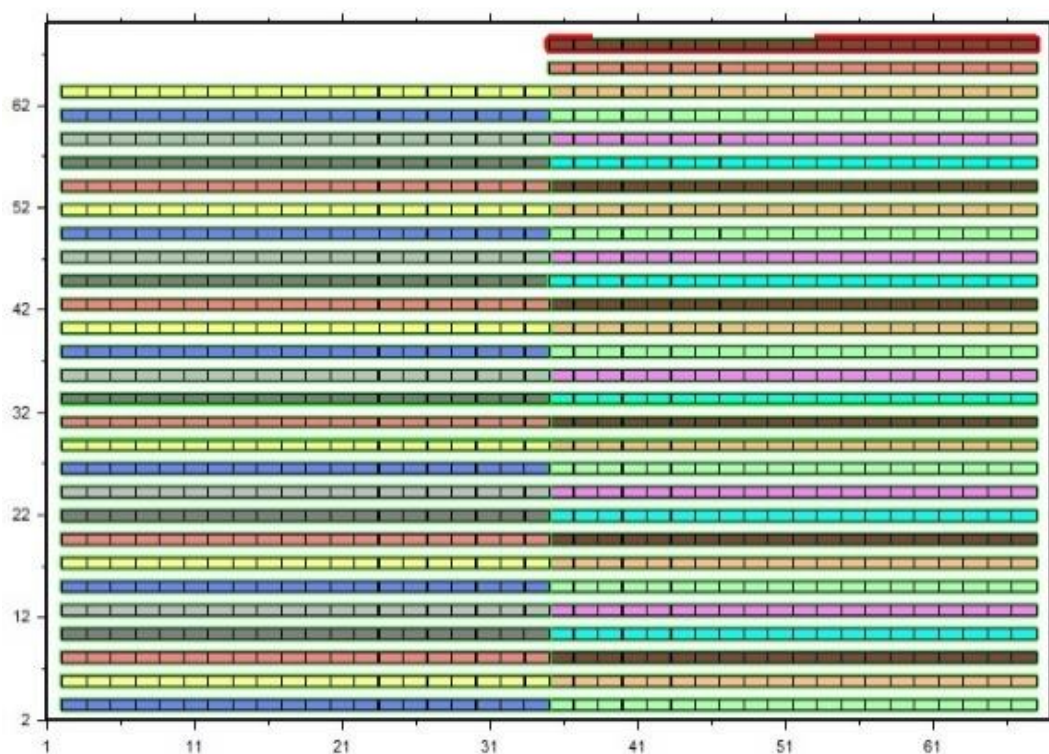


Figura 41 - Distribuição dos módulos por strings.

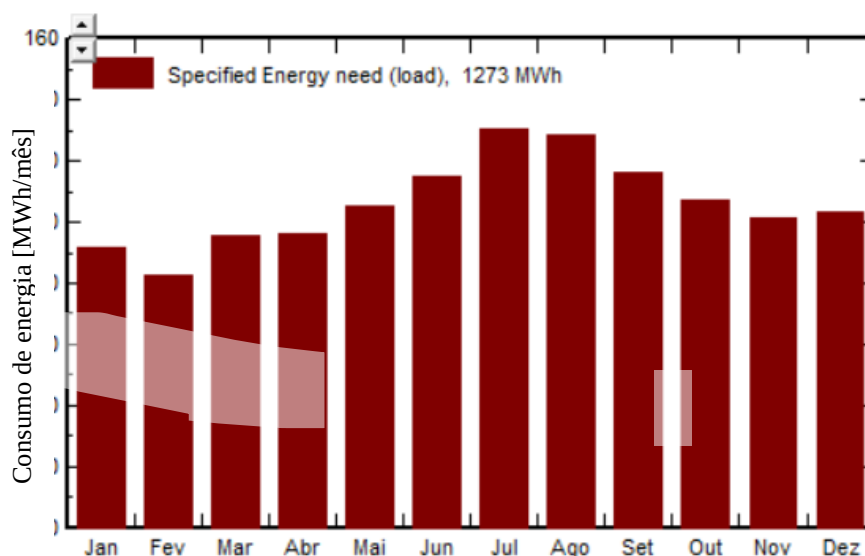


Figura 42 - Perfil de consumo importado.

Com todos os parâmetros definidos, procedeu-se então à simulação horária da produção da central FV projectada. Os resultados relevantes são apresentados na Tabela 9 e o relatório detalhado da simulação pode ser consultado no Anexo A.4.

Tabela 9 - Resumos dos resultados da simulação

Irradiação global anual no plano inclinado [kWh/m ²]	1847
Irradiação global anual efectiva [kWh/m ²]	1709
Energia anual produzida pelos módulos [MWh]	470
Energia anual à saída dos inversores [MWh]	461,8
Energia consumida [MWh]	428,5
Energia excedente (injectada na rede) [MWh]	33,3
Produtividade do sistema [kWh/kWp]	1473
Produção por área de módulos [kWh/m ²]	252
Perdas globais [%]	21
Índice de desempenho global do sistema (PR) [%]	80

A base da comparação inicial foi uma produção anual de energia de 461,8 MWh, para um sistema com um índice de desempenho de 80%, com uma irradiação anual de 1847 kWh/m².

De acordo com os resultados das simulações das restantes ferramentas, a comparação será feita entre a produção anual estimada, a radiação incidente disponível e o desempenho dos sistemas.

4.2 Comparação da instalação de referência entre as diferentes ferramentas

A primeira comparação efectuada entre as várias ferramentas passou por replicar a instalação de referência em cada uma, de acordo com os dados de entrada comuns com o PVsyst e analisar os desvios da produção de energia anual em relação à simulação inicial. Com esta comparação, introduzindo os mesmos dados de entrada, pretende-se estudar os efeitos dos diferentes métodos de obtenção dos dados de radiação disponível e de cálculo da produção, analisados na secção 1.

A metodologia seguida para a definição da central FV nas várias ferramentas foi já abordada na secção 1. Nesta secção são apenas apresentadas particularidades de cada estudo efectuado, os parâmetros introduzidos em cada ferramenta e os resultados obtidos.

Quanto às perdas de sistema introduzidas nas ferramentas, estas não são directamente comparáveis com as perdas totais, resultantes do somatório do diagrama de perdas ilustrado no relatório do PVsyst. Segundo [21], os valores enumerados no diagrama de perdas não podem ser somados para obter um valor global pois cada perda é definida como uma percentagem da quantidade de energia anterior. Para obter um valor global das perdas, comparável com os dados necessários nas restantes ferramentas, estas foram convertidas em percentagem da “energia nominal” obtida para a radiação incidente no plano dos módulos.

As perdas da instalação de referência, retiradas do diagrama de perdas, são resumidas na Tabela 10 enquanto que o diagrama de perdas completo pode ser consultado no Anexo A.4 e o cálculo e todos os valores em detalhe podem ser consultados no Anexo A.5.

Tabela 10 - Resumo das perdas da instalação de referência, em %

Sombreamento	4,2
Temperatura, irradiação, ângulo de incidência e espectrais	8,9
Inversor	1,4
Sistema	6,2
Perdas globais	20,7

A Tabela 11 resume os parâmetros da instalação de referência, que são inseridos no IESve, PVGIS e no cálculo por indicadores.

Tabela 11 - Resumo dos principais parâmetros da instalação de referência.

Localização	Vila do Conde
Azimute [°]	-15
Inclinação [°]	35
Área de módulos [m ²]	1822

Potência nominal global [kWp]	314
Perdas globais [%]	20,7

4.2.1 IESve

O IESve não tem a capacidade de gerar ou importar automaticamente os ficheiros climáticos dos locais definidos. Para tal, neste estudo e todos os outros realizados nesta dissertação, os ficheiros climáticos introduzidos no IESve foram obtidos a partir do software SCE.CLIMA (v1.0), disponibilizado pela DGEG, que prepara os ficheiros climáticos de referência do Sistema de Certificação Energética de Edifícios, ajustados à altitude pretendida.

Os parâmetros do local e módulo FV introduzidos no IESve podem ser consultados em detalhe no Anexo A.6.

O local no IESve foi definido para as mesmas coordenadas da instalação de referência enquanto que o ficheiro climático foi obtido para o conselho de Vila do Conde, ajustado para a mesma altitude (19 m). Os parâmetros do módulo e inversor, possíveis de replicar neste software, foram os mesmos da instalação de referência e a central foi definida por um painel FV paramétrico com os dados apresentados na Tabela 12. O factor de sombreamento corresponde às perdas de sombreamento da Tabela 10 (1-perdas).

Tabela 12 - Parâmetros da instalação definida no IESve

Área de módulos [m ²]	1822
Azimute [°]	165
Inclinação [°]	35
Factor de sombreamento [-]	0.96

Os resultados da simulação realizada no IESve, assim como os desvios de produção anual em relação ao PVsyst são enunciados na Tabela 15, juntamente com os resultados das restantes ferramentas. Os valores retirados da simulação são apresentados, em base mensal, no Anexo A.7.

4.2.2 PVGIS

Para replicar a instalação no PVGIS foram usadas as mesmas coordenadas, os dados do horizonte foram calculados pelo próprio software e a base de dados de radiação utilizada foi a pré-definida para os locais seleccionados, a SARAH.

Um dos parâmetros a definir no PVGIS são as perdas do sistema, no entanto, estas não correspondem às perdas globais do diagrama de perdas pois este software calcula as perdas devidas ao aumento da temperatura, nível de radiação incidente, ângulo de incidência e espectrais. Sendo assim, as perdas de sistema introduzidas no PVGIS não contabilizam estes parâmetros das perdas enunciadas na Tabela 10. Na Tabela 13 são resumidos os parâmetros iniciais da instalação simulada no PVGIS. O relatório com os detalhes da simulação pode ser consultado no Anexo A.8. Na Tabela 15 são apresentados os principais resultados da simulação, em comparação com as restantes ferramentas.

Tabela 13 - Dados introduzidos no PVGIS para simular a Instalação de Referência

Potência nominal global [kWp]	314
Azimute [°]	-15
Inclinação [°]	35
Tipo de montagem	Integrados
Perdas de sistema [%]	12

4.2.3 Cálculo por indicadores

O cálculo da produção anual através dos indicadores de desempenho teve por base os dados enunciados na Tabela 14. A irradiação incidente teve por base a Tabela 2, para uma instalação na região do Porto com módulos inclinados. O factor de desempenho global do sistema reflecte as perdas globais da instalação de referência, como é referido na Tabela 10.

Tabela 14 - Indicadores utilizados no cálculo teórico da produção

Potência nominal global [kWp]	314
Irradiação incidente no plano dos módulos [kWh/m ²]	1900
Índice de desempenho global [%]	79

4.2.4 Comparação da instalação de referência

Na Tabela 15 são resumidos os resultados principais da instalação de referência simulada em cada umas das ferramentas testada, assi como os desvios, absoluto e relativo, entre a produção anual obtida na simulação e a produção anual resultante da simulação no PVsyst.

Tabela 15 - Comparação da produção anual de energia da instalação de referência nas várias ferramentas

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Irradiação incidente no plano dos módulos [kWh/m²]	1847	1795	1870	1900
Índice de desempenho global (PR) [%]	80	83	79	79
Produção anual [MWh]	461,8	468,5	461,9	473,1
Desvio absoluto [MWh]	-	6,7	0,1	11,3
Desvio relativo [%]	-	1,4	0,0	2,4

Esta primeira análise teve como objectivo estudar o comportamento de cada uma das ferramentas quando o teste solicitado é o mesmo, sabendo desde o início que nem todos os parâmetros seriam controlados pelo utilizador.

Numa primeira apreciação aos resultados obtidos, é possível constatar que a radiação incidente considerada não é a mesma, pois cada ferramenta recorre a dados de ficheiros climáticos com diferentes origens e utilizada modelos distintos de transposição da irradiação horizontal para o plano colector.

O mesmo acontece com o índice de desempenho do sistema pois apesar de replicadas as perdas da instalação de referência, o IESve não tem em conta o mesmo nível de perdas detalhadas que o PVsyst ou o PVGIS, resultando em índices de desempenho superiores.

No caso desta ferramenta, é possível constatar que, apesar de considerar fluxos de radiação inferiores às demais, o facto de apresentar sistemas com índices de desempenho mais elevados, acaba por “equilibrar” o cálculo da produção, resultando em desvios baixos quando na realidade os parâmetros considerados na simulação são distintos.

Na realidade, o mesmo ocorre para o PVGIS, que considera uma irradiação no plano dos módulos superior à do PVsyst, mas perdas globais ligeiramente superiores. Esta diferença das perdas globais resulta do cálculo interno deste software para a eficiência do módulo em função da temperatura e irradiação, correcção aplicada pelo efeito espectral e ângulo de incidência da luz. O efeito da temperatura não é determinado com o mesmo detalhe do que no PVsyst. No PVGIS apenas é possível definir duas situações, módulos integrados ou com livre circulação de ar, sendo a situação definida na simulação no PVsyst, um caso intermédio.

O cálculo teórico com base nos indicadores de desempenho é, naturalmente o método que apresenta o maior desvio devido à aproximação pouco precisa da irradiação incidente.

4.3 Variantes da instalação de referência - Comportamento das ferramentas com variação de azimute e inclinação

Para estudar se as ferramentas se comportam de igual forma quando sujeitas a diferentes configurações, foram criadas variantes da instalação de referência onde foram alterados o azimute e a inclinação.

Em algumas destas situações, devido a uma nova organização dos módulos, tanto a potência nominal instalada como as perdas da instalação sofreram alterações. Do mesmo modo que a instalação de referência foi replicada nas várias ferramentas, agora também os novos parâmetros ajustados a cada variante foram tratados e adaptados a cada uma.

Os parâmetros de entrada que definiram as várias instalações simuladas neste estudo e análise das perdas globais podem ser consultados em detalhe no Anexo B.

Neste estudo é comparado, numa primeira análise, o efeito da variação da orientação dos módulos e como cada ferramenta é capaz de interpretar estas alterações na transposição da irradiação para o plano colector:

- Azimute: 0 ° (Sul) – Instalação de referência;
- Azimute: -15 ° (SE);
- Azimute: 30 ° (SO);
- Azimute: 90 ° (Este) e inclinação: 5 °.

O gráfico da Figura 43 ilustra os resultados obtidos na simulação das instalações referidas, indicando os valores de produção anual de energia, em MWh, e o seu desvio relativo em relação à simulação realizada no PVsyst, em %.

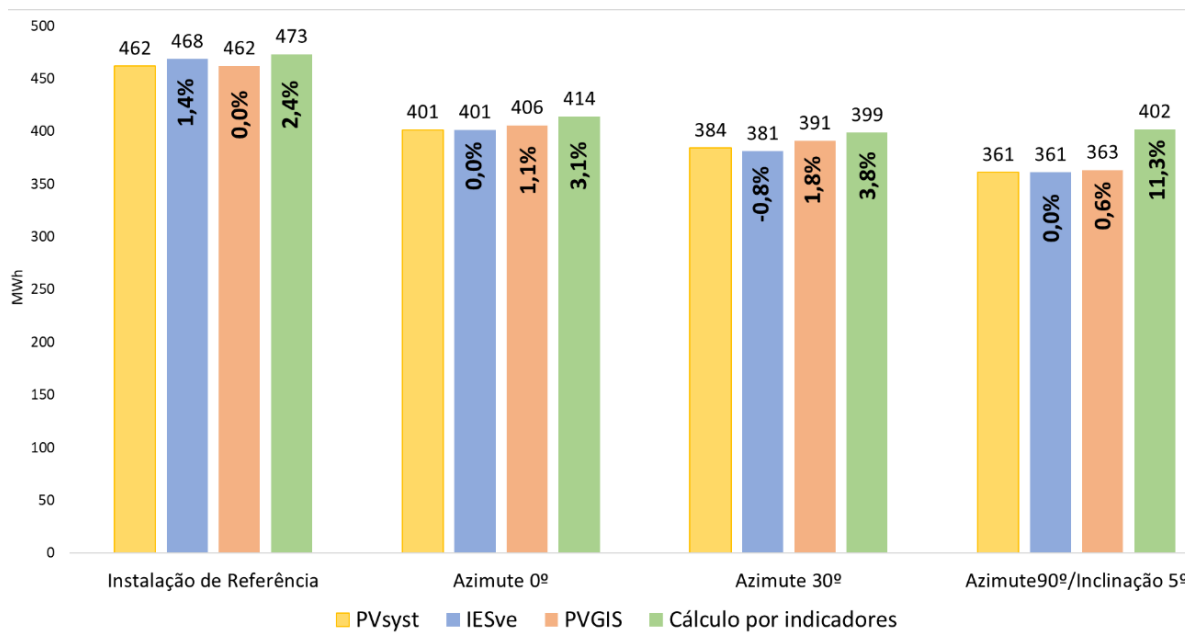


Figura 43 - Comparação das ferramentas para instalações em várias orientações.

A inclinação dos módulos, para a orientação com azimute de 90 ° foi alterada de 35 ° para 5 ° pois manter a inclinação seria uma situação irrealista, com enormes perdas de irradiação.

De um modo geral, para orientações desviadas até 30 ° da direcção Sul e com inclinação optimizada, todas as ferramentas mantêm um bom desempenho, apesar de ser já evidente que no cálculo por indicadores, a irradiação incidente não é insensível a esta variação.

Quando testamos orientações já bastante longe dos valores optimizados, denota-se uma resposta positiva por parte do IESve e do PVGIS, que apresentam desvios ainda mais baixos do que para azimutes mais próximas do valor optimizado. Como era esperado, este é o caso em que o cálculo teórico se torna desadequado, quando os indicadores considerados não são sensíveis às variações de azimute.

Na segunda abordagem, é testado o caso de uma instalação com módulos complanares a uma cobertura a 5 ° e mantendo a orientação da fachada a -15 ° da instalação de referência. O gráfico ilustrado na Figura 44 apresenta os resultados de produção anual, em MWh, obtidos para a simulação da instalação de referência e uma instalação com módulos inclinados a 5 °, para cada uma das ferramentas, assim como a indicação dos desvios percentuais entre cada software e o PVsyst.

No gráfico da Figura 43 é já possível analisar um primeiro exemplo do comportamento das ferramentas a uma variação da inclinação. Ao contrário da análise anterior, onde o PVGIS apresenta desvios maiores com a variação do azimute (e inclinação constante), agora, variando a inclinação (e azimute constante), o PVGIS apresenta resultados idênticos.

O IESve, em sentido oposto, apresenta desvio maiores quando é variada a inclinação. Isto tem uma explicação. Como foi já referido, o IESve, para além de não fazer a transposição da irradiação para o plano inclinado do mesmo modo que o PVsyst, resultando em fluxos de radiação menores, não considera as mesmas perdas detalhadas,

tendo por isso um índice de desempenho mais alto. No caso de módulos complanares, com inclinações próximas da horizontal, o efeito da transposição para o plano inclinado é menor, levando os resultados do IESve a apresentarem produções mais altas, devido ao elevado índice de desempenho.

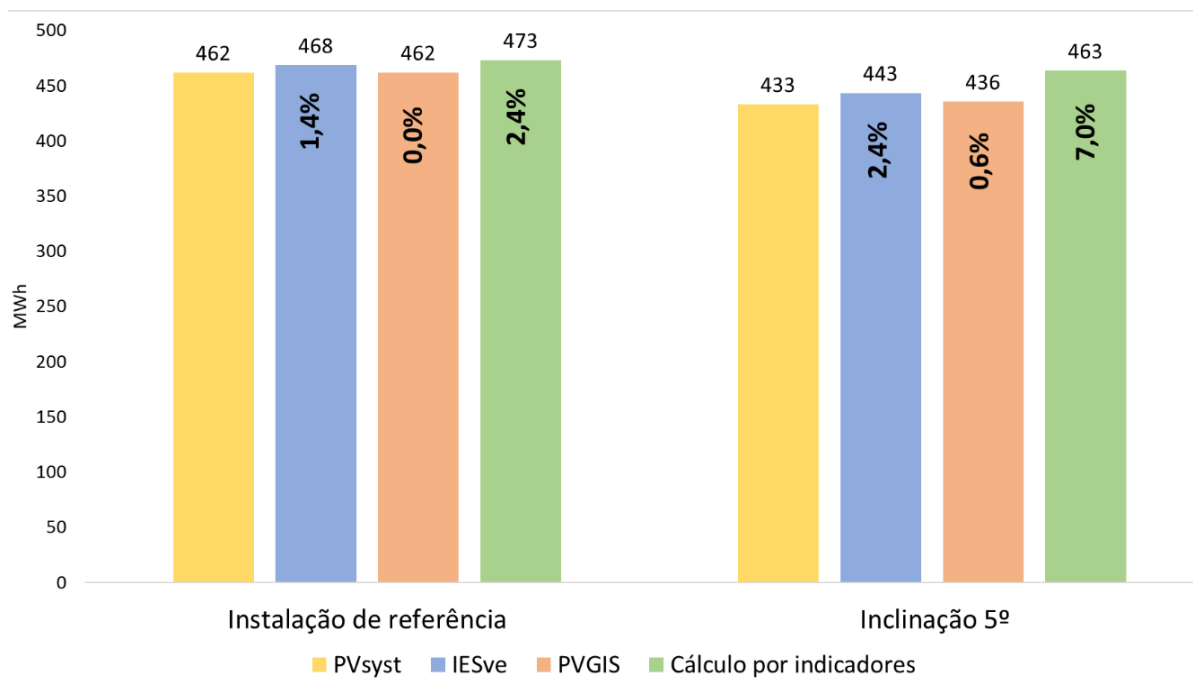


Figura 44 - Comparação das ferramentas para instalações em várias inclinações.

O cálculo por indicadores de desempenho, à semelhança do ocorrido quando se variou a orientação, apresenta maiores desvios quando os parâmetros se afastam da referência utilizada para definir os indicadores de desempenho (inclinação de 10° para módulos complanares e 35° para módulos inclinados).

4.4 Comparação das ferramentas usando o mesmo ficheiro climático

A análise feita em 4.3 expôs uma questão de grande relevo para este estudo. Os desvios observados entre a produção de energia nas várias ferramentas foram, em certa medida, explicados pelas diferenças observadas na irradiação incidente nos módulos. Para perceber o efeito que a diferença entre os dados dos ficheiros climáticos utilizados tem na produção de energia, foi realizada uma simulação entre os três softwares que permitem a importação/exportação de ficheiros climáticos (PVsyst, IESve e PVGIS).

Sendo o PVGIS, destes três aquele que não permite a importação de dados meteorológicos, mas possibilita a exportação de dados climáticos para um ano meteorológico típico, tanto em formato CSV como EPW, foram os dados do PVGIS os usados como referência para a comparação. O ficheiro climático exportado da função “TMY” do PVGIS tem origem na mesma base de dados pré-definida para o local seleccionado [21]. Isto quer dizer que o ficheiro climático exportado é o mesmo utilizado pela aplicação de cálculo da produção FV.

Na Tabela 16 são apresentados os dados de irradiação e temperatura, em base anual, para os ficheiros climáticos do Meteonorm, SCE e SARA, utilizados pelo PVsyst, IESve e PVGIS, respectivamente.

Tabela 16 - Comparação entre os dados provenientes dos vários ficheiros climáticos utilizados nas simulações

Origem do ficheiro climático	Ficheiro climáticos diferentes			Ficheiro climático comum (SARAH - PVGIS TMY)		
	Meteonorm (PVsyst)	SCE (IESve)	SARAH (PVGIS)	PVsyst	IESve	PVGIS
Irradiação global horizontal [kWh/m ²]	1607	1636	1586	1586	1577	1586
Irradiação difusa horizontal [kWh/m ²]	616	605	588	588	588	588
Irradiação incidente no plano dos módulos [kWh/m ²]	1847	1792	1870	1841	1790	1870

Analisando a Tabela 16, comprova-se que os dados climáticos utilizados nas simulações anteriores são ligeiramente diferentes. Mas o mais relevante são as diferenças entre ferramentas na transposição da irradiação horizontal para o plano inclinado.

Quando ficheiro climáticos iguais são importados para os vários softwares, é possível constatar imediatamente que o IESve apresenta, nos resultados, valores distintos dos valores lidos nos ficheiros. Mais, apesar dos dados climáticos do PVGIS-SARAH serem inferiores, o fluxo de irradiação no plano dos módulos, calculado pelo IES, praticamente se mantém.

No gráfico da Figura 45 são apresentados os resultados das duas simulações com as diferentes ferramentas, com ficheiros climáticos distintos no primeiro caso e com um ficheiro climático comum no segundo.

Mesmo com dados meteorológicos distintos nas duas simulações, o PVsyst e o PVGIS apresentam produções anuais de energia iguais. Já no caso do IESve, apesar do fluxo de radiação incidente diminuir, a produção anual de energia aumenta.

Os dados detalhados das simulações, bem como os relatórios obtidos dos diferentes softwares podem ser consultados no Anexo C.

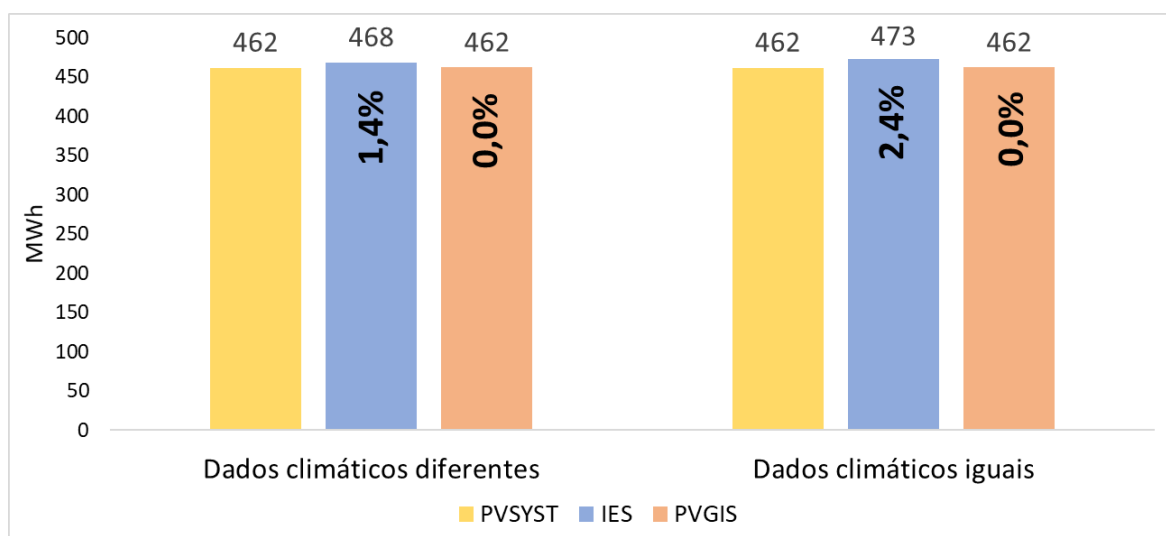


Figura 45 - Comparação das simulações com ficheiros climáticos distintos e com um ficheiro comum.

4.5 Comparação do cálculo de sombreamento

Das ferramentas estudadas, apenas duas são capazes de realizar o cálculo do sombreamento provocado pelas fileiras de módulos ou por objectos próximos, o PVsyst e o IESve.

Na definição de instalações onde a presença de objectos que provocam sombreamento nos módulos FV é significativa, o IESve permite, através da definição geométrica dos módulos e a sua colocação no modelo 3D, que a perda de irradiação seja contabilizada na simulação. Recorrendo ao módulo *SunCast*, este software é capaz de determinar as zonas do modelo onde não há incidência de luz solar, dependendo da posição dos módulos, coordenadas do edifício e as coordenadas da posição solar (altura e azimute).

Para quantificar os desvios existentes entre o cálculo realizado pelo IESve e o PVsyst, numa situação de sombreamento, foram realizadas três simulações com níveis de sombreamento distintos:

- Sem sombreamento externo: não existe qualquer objecto externo à instalação a provocar sombreamento nos módulos, apenas o autosombreamento das várias fileiras (instalação de referência);
- Sombreamento externo simples: um edifício colocado em frente à fachada Sul do edifício;
- Sombreamento externo (+): dois edifícios colocados em frente à fachada Sul e um na fachada Este.

A Figura 46 e a Figura 47 ilustram os modelos dos edifícios com os modulas instalados na cobertura e os respectivos objectos que provocam sombreamento.

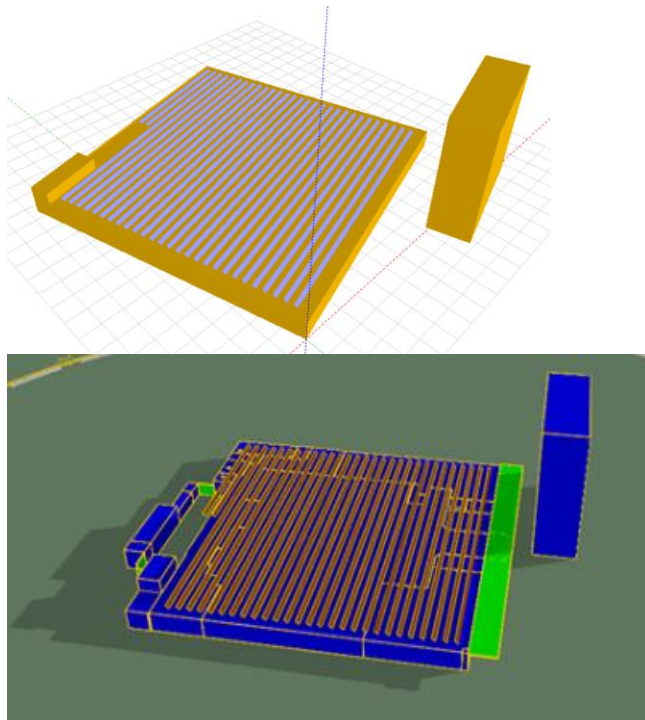


Figura 46 - Modelo do edifício e respectiva central FV, modelados no PVsyst (esquerda) e no IESve (direita), para o caso do sombreamento externo simples.

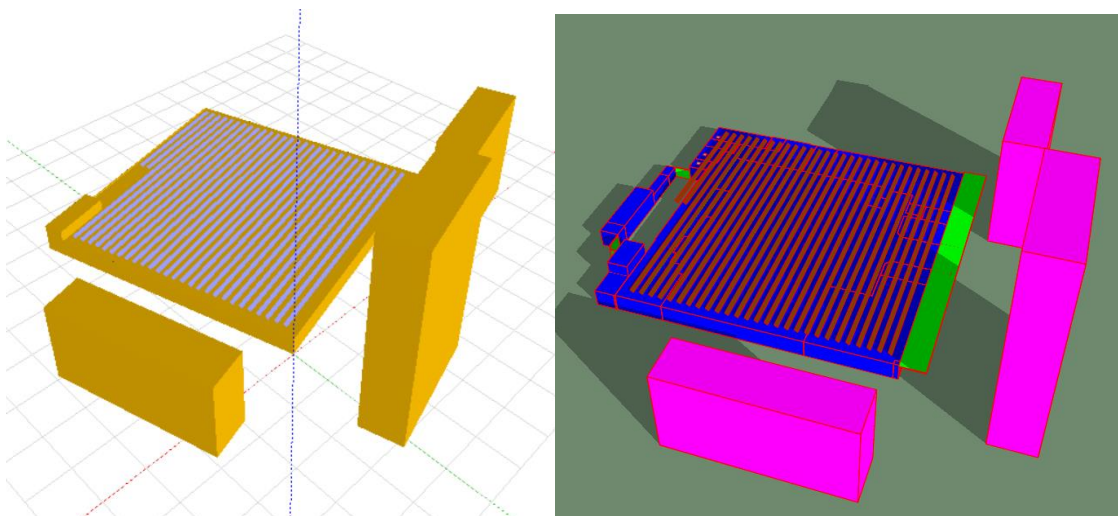


Figura 47 - Modelo do edifício e respectiva central FV, modelados no PVsyst (esquerda) e no IESve (direita), para o caso do sombreamento externo (+).

Os dados principais das três simulações consideradas neste estudo são apresentados na Tabela 17. Os relatórios das simulações, com os dados detalhados de cada instalação são apresentados no Anexo D.

Tabela 17 - Resumo da comparação do cálculo de sombreamentos entre PVsyst e IESve

s/ sombreamento		c/ sombreamento		c/ sombreamento (+)	
PVsyst	IESve	PVsyst	IESve	PVsyst	IESve

Irradiação incidente no plano dos módulos [kWh/m ²]	1847	1795	1847	1795	1847	1795
Sombreamento [%]	4	-	12	-	21	-
Produção anual [MWh]	462	479	421	447	381	419
Desvio absoluto [MWh]	-	18,2	-	26,2	-	38,0
Desvio relativo [%]	-	4,0	-	6,2	-	10,0

A Figura 48 ilustra o gráfico com a comparação da energia anual produzida pelas centrais FV nas três situações de sombreamento.

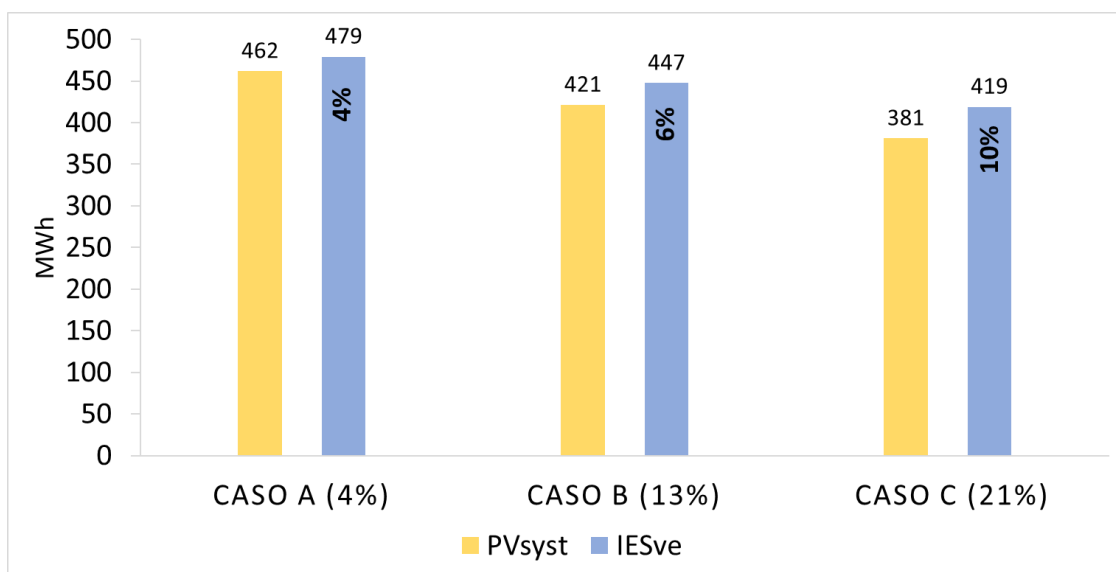


Figura 48 - Comparação dos resultados para as três situações de sombreamento.

Na primeira situação simulada, foi replicada a instalação de referência, colocando os módulos FV por fileiras de igual dimensão, com espaçamentos idênticos e nas mesmas posições, comparativamente ao modelo do PVsyst. Este caso, sem sombreamento externo, apresenta já um desvio de 4%, superior ao obtido para a definição de um painel paramétrico em 2,6%.

Nas duas situações com sombreamento externo, foram colocados, nas mesmas posições, edifícios com dimensões iguais, para simular o sombreamento provocado na central FV. Constatou-se que, quanto maior a percentagem de perda de energia anual provocada pelo sombreamento, maior o desvio que o cálculo do IESve apresenta em relação ao PVsyst.

4.6 Comparação dos dados horários obtidos por cada ferramenta

Como descrito na definição da instalação de referência, no PVsyst é possível importar os consumos sub-horários e este, durante a simulação faz a gestão da energia consumida e da energia excedente, injectada na rede eléctrica.

À excepção do cálculo teórico por indicadores, as restantes ferramentas permitem a exportação dos dados horário da produção de energia ao longo do ano para que esta análise possa ser feita através de, por exemplo, uma folha de cálculo no Excel.

A comparação aqui descrita pretende analisar a diferença entre os valores anuais de energia autoconsumida e injectada na rede devido a disparidades entre os valores horários exportados de cada software. Para isso foram comparados, através de uma folha de cálculo, os valores horários exportados do PVsyst, IESve e PVGIS, com os valores anuais de autoconsumo e excedente resultantes da simulação do PVsyst. Os resultados desta comparação, em base anual, são resumidos na Tabela 18.

Tabela 18 - Comparação entre valores exportados das ferramentas para análise do autoconsumo da instalação

	PVsyst (software)	PVsyst (dados exportados)	IESve	PVGIS (2015)
Produção anual [MWh]	462	462	468	477
Produção anual simulada [MWh]	-	462	469	473
Autoconsumo [MWh]	429	431	427	423
Autoconsumo [%]	93	93	91	89
Excedente [MWh]	33	35	42	53
Excedente [%]	7	8	9	11

Na Tabela 18 é possível observar que, quando os dados são exportados para um ficheiro horário, existem ligeiros desvios em relação aos valores anuais apresentados no software. O PVGIS, por utilizar uma ferramenta diferente quando se pretende exportar valores horários, onde não é utilizado um ano meteorológico típico, deve ser empregue com cautela numa análise deste género. Quando se pretende cruzar dados horários de produção do PVGIS com os consumos, deve ter-se em conta o ano seleccionado para os dados climáticos.

No Anexo E é possível consultar o gráfico resultante da sobreposição dos dados exportados pelo PVsyst e os consumos do Edifício A, adicionados à simulação da instalação de referência. Com este gráfico é possível fazer a análise do autoconsumo. Neste caso, por exemplo, é notório o excesso de potência instalada pois verifica-se que a produção durante os meses de Inverno não é adequada ao consumo. Num possível ajuste ao autoconsumo, a potência nominal instalada teria de ser reduzida, para que a produção em excesso fosse a mínima possível.

4.7 Comparação das ferramentas com instalações projectadas para diferentes edifícios

Numa primeira fase, a comparação das ferramentas foi feita para a instalação de referência, projectada no decorrer deste trabalho. Para aumentar a amostra do estudo, foram utilizadas mais quatro centrais FV, pertencentes ao portefólio da empresa e

previamente dimensionadas por projectistas experimentados na área recorrendo à mesma ferramenta de referência (PVsyst).

Nos estudos anteriores, cada parâmetro foi variado individualmente para se analisar o comportamento das ferramentas em diferentes situações. Agora, para cada edifício utilizado, a instalação projectada apresenta configurações complexas, de acordo com as áreas de implementação disponíveis ou as necessidades do próprio edifício. Os edifícios utilizados são designados por Edifício B, Edifício C, Edifício F e Edifício V. Os dados das simulações, replicados nos restantes softwares são apresentados, em resumo na Tabela 19.

Tabela 19 - Resumo dos parâmetros da simulação no PVsyst das quatro instalações disponibilizadas

	Edifício B	Edifício C	Edifício F	Edifício F
Localização	Carregado (42,0°N, - 5,7°O)	Lisboa (38,7°N, - 9,2°O)	Alcochete (38,8°N, - 8,9°O)	Vila do Conde (41,3°N, - 8,7°O)
Azimute [°]	0/-15/73/- 15	126	0	61/-29/-119
Inclinação [°]	30/30/10/15	2	25	8/14/7
Potência nominal global [kWp]	364	312	296	431
Produção anual [MWh]	567	495	467	568
Perdas globais [%]	18	14	23	20
Índice de desempenho [%]	82	87	77	80

As instalações consideradas, de acordo com os parâmetros da Tabela 19 podem ser caracterizadas como:

Instalação de referência:

- Localizada na zona do Porto;
- Orientada a Sul;
- Módulos com inclinação optimizada;
- Índice de desempenho típico (80%).

Edifício B:

- Localizada na zona de Lisboa;
- Combinação de várias orientações: S e SE;

- Combinação de várias inclinações: plano inclinado (otimizado e não otimizado) e complanares com cobertura ligeiramente inclinada;
- Índice de desempenho típico (perto de 80%).

Edifício C:

- Localizada em Lisboa;
- Orientação a NO;
- Inclinação: complanar com cobertura quase plana;
- Índice de desempenho elevado.

Edifício F:

- Localizada a sul de Lisboa;
- Orientação a Sul;
- Inclinação otimizada;
- Índice de desempenho ligeiramente inferior ao típico.

Edifício V:

- Localizada na zona do Porto;
- Combinação de várias orientações: SO, SE e NE;
- Módulos complanares com cobertura ligeiramente inclinada;
- Índice de desempenho típico (80%).

A metodologia utilizada para replicar as simulações do PVsyst nas restantes ferramentas de cálculo, foi a mesma utilizada para a comparação da instalação de referência. Os relatórios com as simulações do PVsyst, os parâmetros replicados em cada software, o tratamento das perdas detalhadas retiradas da simulação do PVsyst e os relatórios com as simulações realizadas em cada software podem ser consultados detalhadamente no Anexo F, G, H e I.

O gráfico da Figura 49 compara a produção anual de energia, em MWh, obtida nas várias ferramentas, para a instalação de referência e restante edifícios simulados, e indica os desvios relativos em relação à simulação no PVsyst.

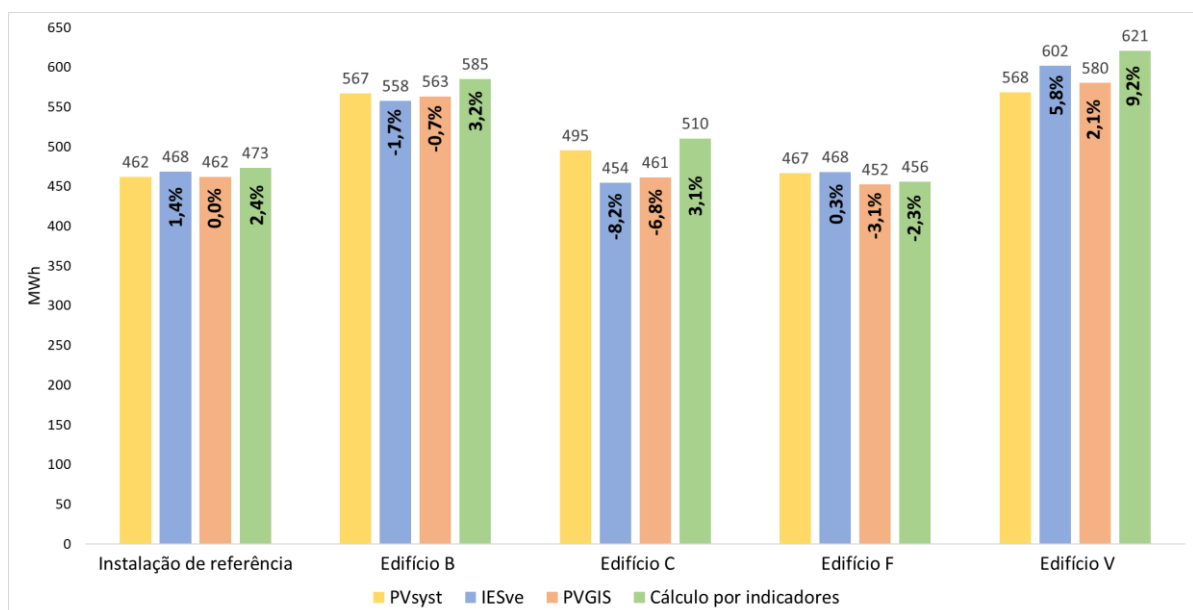


Figura 49 - Comparação das ferramentas em diferentes instalações.

Atendendo às características de cada edifício e às simulações já efectuadas:

Edifício B:

- IESve: apresenta irradiações incidentes inferiores, mas os índices de desempenho tendencialmente elevados acabam por resultar num valor bastante próximo da simulação do PVsyst. Apresenta resultados positivos para instalação com configuração considerada perto da otimizada.
- PVGIS: apresenta resultados muito satisfatório. Irradiação incidente e índice de desempenho bastante próximo da simulação de referência.
- Cálculo por indicadores: utilização de inclinações típicas, semelhantes às consideradas para os indicadores de desempenho resultam num desvio reduzido para este método. Ligeiro desvio prende-se com orientação não otimizada, ponto onde este cálculo é mais sensível.

Edifício C:

- Orientação não otimizada resulta numa irradiação incidente mais baixa em relação ao PVsyst no IESve e PVGIS e desvios maiores na produção de energia;

Edifício F:

- Instalação com uma única inclinação e orientação com valores otimizados é a situação mais favorável para todas as ferramentas;

Edifício V:

- PVGIS apresenta bom desempenho nesta instalação, mesmo com orientações/inclinações não optimizadas;
- IESve apresenta nível de irradiação incidente semelhante ao PVsyst, o que aliado a um índice de desempenho tendencialmente alto, resulta numa produção de energia excessiva, quando comparada com a simulação de referência;
- Cálculo por indicadores é a ferramenta mais afectada devido à combinação de várias orientações não optimizadas, às quais este método não é sensível quando faz o cálculo de produção.

4.8 Aplicação das ferramentas na estimativa da produção das diferentes instalações

Os estudos realizados são úteis para prever o comportamento das ferramentas quando aplicadas sob certas configurações. No entanto, foram realizados com o PVsyst como base, de onde foram retirados dados essenciais que de outra maneira seriam muito complicados de estimar.

A análise aqui efectuada responde ao principal objectivo desta dissertação, sobre qual o desvio de produção esperado pelo uso de ferramentas alternativas ao PVsyst. Para perceber esse desvio, as ferramentas foram testadas nas mesmas instalações (Edifício A, edifício B, edifício C, edifício F e edifício V), desta vez sem que qualquer parâmetro seja determinado com recurso ou auxílio do PVsyst. Apenas parâmetros relacionados com o local da instalação, orientação das fachadas, inclinação das coberturas, dados dos componentes fornecidos pelo fabricante e indicadores gerais de desempenho serão utilizados.

A aplicação das ferramentas foi realizada, numa primeira fase, para a instalação de referência desenhada, instalada no Edifício A. Como ponto de partido foi considerado:

- Objectivo: maximizar área;
- Dados: localização, orientação da fachada, área disponível e fichas técnicas dos componentes;
- Indicadores utilizados: ocupação da área e desempenho global do sistema.

Para a instalação do Edifício B, com consumo impossível de suprimir na totalidade com a área disponível, foi considerado:

- Objectivo: maximizar área;
- Dados: localização, orientação da fachada, inclinação das coberturas, fichas técnicas dos componentes;
- Indicadores utilizados: Ocupação da área e desempenho global do sistema.

Para a instalação implementada no Edifício C, com consumo de energia desconhecido foi assumido:

- Objectivo: maximizar área;
- Dados: localização, orientação da fachada, inclinação da cobertura, área de módulos, fichas técnicas dos componentes;
- Indicadores utilizados: desempenho global do sistema.

Instalação implementada no edifício F, com consumo conhecido, foi considerado:

- Objectivo: autoconsumo;
- Dados: localização, orientação da fachada, inclinação da cobertura, fichas técnicas dos componentes;
- Indicadores utilizados: desempenho global do sistema.

Instalação implementada no Edifício V:

- Objectivo: autoconsumo;
- Dados: localização, orientação da fachada, inclinação da cobertura, área de módulos, fichas técnicas dos componentes;
- Indicadores utilizados: desempenho global do sistema.

Os indicadores de desempenho gerais, retirados do dimensionamento da instalação de referência com o PVsyst, a considerar para cada uma das ferramentas são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 - Indicadores gerais de desempenho de uma instalação típica

	IES	PVGIS	Cálculo indicadores
Indicador de desempenho do sistema [%]	-	12	21
Rácio de área útil por área disponível [%]	90	90	90
Rácio de área de módulos por área útil [%]	40	40	40
Eficiência do inversor [%]	98	-	-
Factor de sombreamento [-]	0,95	-	-

Na Tabela 21 são resumidos os dados iniciais aplicados a cada instalação, de acordo com as considerações enunciadas atrás e os indicadores apresentados na Tabela 19.

Tabela 21 - Resumo dos parâmetros da simulação aplicados a cada instalação

	Edifício A	Edifício B	Edifício C	Edifício F	Edifício V
Azimute [°]	-15	0/-15/73	126	0	61/-29
Inclinação [°]	35	35/35/10	2	35	8/14
Eficiência do módulo [%]	17,3	18,5	18,7	16,9	17,1
Área total disponível [m ²]	4750	3256	-	-	-
Área total de módulos [m ²]	1710	1845	1830	-	-
Potência nominal global [kWp]	296	340	312	300	430

Os parâmetros considerados para cada uma das instalações podem ser consultados, em detalhe no Anexo J a N.

A Figura 50 ilustra o gráfico com a produção anual de energia das instalações dimensionadas com cada uma das ferramentas para a instalação de referência e para os quatro edifícios considerados.

Interpretando os resultados da Figura 50, juntamente com o conhecimento das características de cada uma destas instalações, foi possível concluir sobre o nível de fiabilidade de cada uma das ferramentas alternativas, quando aplicadas sob circunstâncias semelhantes.

O comportamento das ferramentas de acordo com a orientação e inclinação dos módulos é conhecido e já foi abordado. Nesta comparação, os parâmetros para os quais não existe auxílio no dimensionamento e que, se fizeram reflectir nos resultados foram:

- o desempenho global do sistema;
- o princípio de dimensionamento (imposição da potência a instalar ou maximização da área de módulos).

Comparando o gráfico da Figura 50 com o gráfico da Figura 49 pôde constatar-se que, as instalações onde os desvios de produção anual de energia mais se fizeram sentir, foram a instalação de referência e o edifício B, onde o critério de dimensionamento foi a maximização da área de módulos. Quando apenas é conhecida a área disponível, a aplicação de rácios de aproveitamento de área resulta numa potência nominal instalada diferente do que seria obtida através de um dimensionamento rigoroso do sistema.

No Edifício C, para além da orientação e inclinação não optimizadas, cuja influência no comportamento das ferramentas foi já abordada, os desvios apresentados resultam de um índice de desempenho do sistema muito superior ao valor típico considerado nos

indicadores típicos. Isto explica os desvios do PVGIS e do Cálculo por indicadores mais elevados do que no IESve, pois este, por não considerar o mesmo nível de perdas, resulta em índices de desempenho global maior, semelhante ao considerado no projecto do PVsyst.

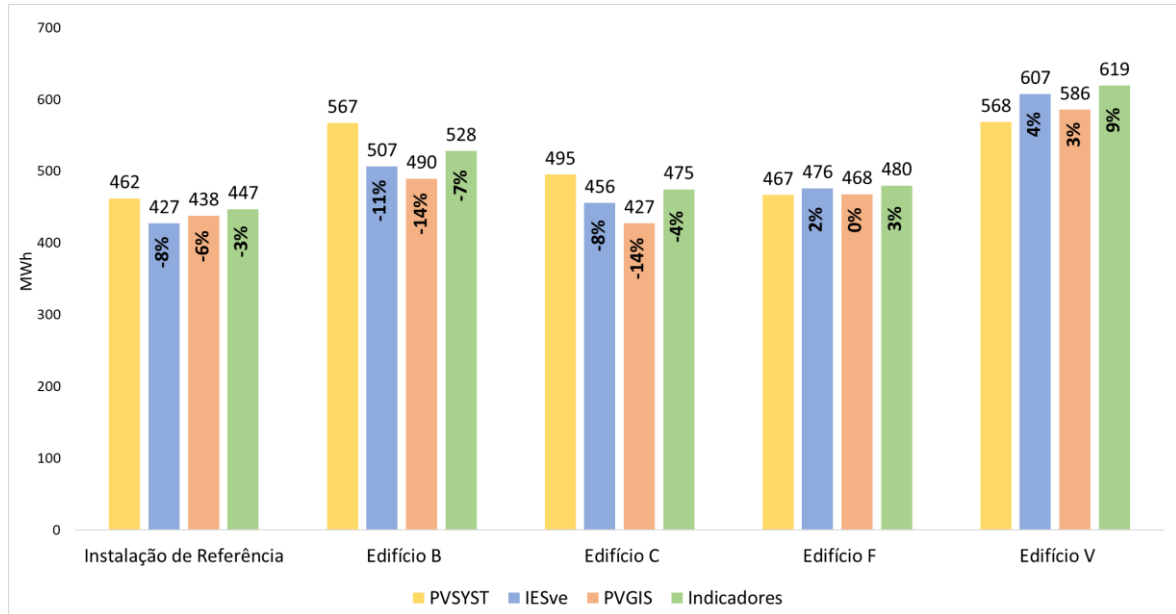


Figura 50 – Aplicação das ferramentas na instalação de referência e edifício adicionais.

No caso de Edifício V, os desvios resultantes da aplicação das ferramentas são afectados pela alteração das áreas de implementação dos módulos, onde a configuração com valores mais distantes dos optimizados foi alterada. Isso explica os desvios tendencialmente mais baixos quando comparados com os valores apresentados na Figura 49 pois, como visto anteriormente, as ferramentas apresentam melhor comportamento quando a orientação e a inclinação se aproximam dos valores óptimos. No entanto, como a potência a instalar foi um dos dados conhecidos à partida, esta situação apresenta desvios bem mais baixos do que o Edifício B, por exemplo.

Por último, como seria espectável, o Edifício F é o que apresenta os resultados mais favoráveis. Para além de implementar os módulos com orientações optimizadas, a potência a instalar é conhecida à partida.

4.9 Matriz de avaliação

A matriz de avaliação é um modelo que pretende representar a avaliação qualitativa das ferramentas com base em cinco características de avaliação:

- Acessibilidade: facilidade com que é possível dispor da ferramenta;
- Versatilidade: capacidade da ferramenta de ser adaptada a vários tipos de sistema FV, com diferentes dados iniciais e devolver diferentes tipos de resultado;
- Nível de detalhe: pormenor com que é possível definir os parâmetros da central FV;
- Precisão: fiabilidade da ferramenta em relação ao software de referência;
- Velocidade: rapidez com que se pode caracterizar uma central FV e obter o resultado da simulação;

- Simplicidade: capacidade da ferramenta de ser utilizada de uma forma intuitiva e sem formação técnica no software.

A cada uma das características de avaliação, foram atribuídos parâmetros concretos dos softwares, com os quais se deparou durante a sua utilização. Esses parâmetros, bem como uma breve descrição do seu significado são apresentadas em forma de glossário no Anexo N.

Com excepção da característica Precisão, todas as outras foram classificadas de uma forma binária, foi atribuído o valor 1 para um resultado positivo e 0 para um resultado negativo. A classificação final é dada de 0 a 5 pontos (onde 5 corresponde à classificação máxima e 0 à mínima) e calculada através de:

$$CF = \sum_{i=1}^N C_i \times \frac{5}{N} \quad (4.2)$$

Onde

CF, é a classificação final;

C_i , é a classificação individual para o parâmetro i ;

N , é o número de parâmetros atribuídos a uma característica de avaliação.

A matriz de avaliação, com as classificações atribuídas ao PVsyst, IESve, PVGIS e ao cálculo por indicadores de desempenho encontra-se descrita através da Tabela 22.

A lista com os parâmetros considerados para cada características acompanhadas das correspondentes explicações, bem como a classificação atribuída a cada um, podem ser consultados no Anexo O.

Tabela 22 - Matriz de avaliação e classificação resultante, para cada ferramenta

	Cálculo indicadores	PVGIS	IESve	PVSYST
Características	Classificação	Classificação	Classificação	Classificação
Acessibilidade	4	3	2	2
Versatilidade	0	3	2	5
Nível de detalhe	1	3	3	5
Precisão	2	4	3	5
Velocidade de projecto e cálculo	5	4	3	1
Simplicidade	5	4	0	2

Na Figura 51 é ilustrada a matriz de avaliação global das ferramentas na forma de um gráfico de tipo radar onde a classificação 5 corresponde a uma avaliação Excelente do parâmetro avaliado, 4 a uma avaliação de Muito Bom, 3 a uma avaliação Aceitável e uma classificação de 2 ou menor a uma avaliação de Limitado.

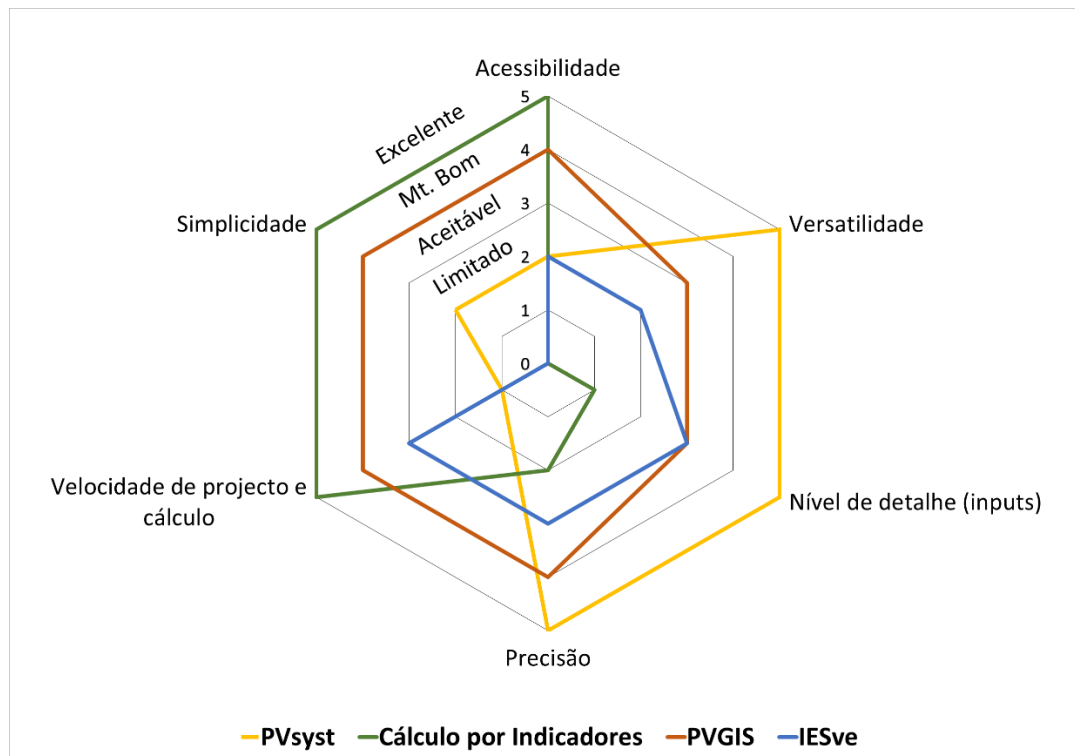


Figura 51 - Resumo da avaliação realizada às ferramentas de cálculo de produção fotovoltaica.

5 Conclusões e trabalhos futuros

O estudo e o dimensionamento detalhado de um projecto de implementação de uma central fotovoltaica é essencial para a estimativa do desempenho da mesma, e consequente produção de energia. O PVsyst, enquanto ferramenta extremamente completa de auxílio no dimensionamento, permite obter uma percepção detalhada do desempenho esperado para um sistema fotovoltaico.

No entanto, esta não é a única ferramenta capaz de prever o desempenho de uma central fotovoltaica. Actualmente, encontram-se disponíveis variadas opções igualmente capazes de estimar a produção energética, através de softwares, aplicações ou cálculos, simplificados e acessíveis a qualquer utilizador.

5.1 Conclusões sobre o estudo das ferramentas

O trabalho realizado nesta dissertação teve como propósito analisar a fiabilidade de várias destas ferramentas alternativas, como o IESve, o PVGIS e o cálculo teórico com base em indicadores de desempenho, estudando o desvio de produção anual de energia que os seus cálculos simplificados estimam, em relação ao PVsyst, uma ferramenta típica em projectos fotovoltaicos.

Uma primeira abordagem às ferramentas estudadas permitiu obter um conhecimento individualizado das funcionalidades de cada uma, como descrito em detalhe na secção 3. O PVsyst, caracteriza-se essencialmente como um software de referência no dimensionamento de projectos fotovoltaicos, extremamente versátil, com um nível de detalhe que permite otimizar os mais ínfimos pormenores de uma central fotovoltaica. Tem ainda a parceria com um software auxiliar para a obtenção de dados meteorológicos fiáveis, aliados a um cálculo horário também ele extensivamente detalhado com inúmeras variáveis.

O IESve apesar de ser um software focado na simulação do desempenho energético de edifícios possui um módulo que permite calcular a produção de energia com base renovável. Esta ferramenta permite obter uma estimativa horária da produção de energia de base fotovoltaica através da definição de um painel FV paramétrico, caracterizado com base em dados elementares da central e do módulo utilizado.

O PVGIS, uma aplicação *web* disponibilizada gratuitamente na página da Comissão Europeia, apesar da aparência intuitiva e simplificada, não descarta a base científica necessária ao cálculo de produção fotovoltaica. É das ferramentas estudadas a que melhor combina a simplicidade na definição dos parâmetros necessários e leitura dos resultados, com a versatilidade, tanto de sistemas possíveis de definir como dos resultados obtidos.

Por último, o cálculo teórico com base em indicadores de desempenho, o mais simples dos métodos estudados, é naturalmente aquele que negligencia o nível de detalhe

com que o sistema FV é definido e a versatilidade de resultados obtidos. No entanto, tem a vantagem de ser uma ferramenta simples e rápida de estimar a produção anual de uma central FV apenas com indicadores gerais da radiação disponível na região, da potência nominal possível de instalar e do desempenho típico destes sistemas.

5.2 Conclusões sobre o dimensionamento de uma instalação FV e da comparação das ferramentas de cálculo da produção

A definição de uma instalação de produção fotovoltaica como modelo de comparação permitiu obter um conhecimento tanto dos parâmetros necessário à completa caracterização de uma central FV como da influência que cada um pode ter no desempenho do sistema global.

A orientação dos módulos e a inclinação a que são instalados é um factor determinante no desempenho do sistema. A possibilidade de instalar a central FV orientada a Sul (ou ligeiras variações) e com módulos inclinado perto dos 35 ° resulta num aumento da irradiação incidente face à irradiação horizontal, que pode rondar os 15%.

Numa central com módulos instalados por fileiras, como é o caso estudado neste trabalho, a análise do sombreamento provocado pelas sucessivas fileiras, não pode ser ignorado. Para além das perdas de irradiação incidente que ocorrem no período inicial da manhã e final da tarde, também o efeito das conexões eléctricas deve ser tido em conta, já que o sombreamento parcial de um módulo pode afectar a totalidade da fileira. Este efeito eléctrico torna-se ainda mais crucial se existirem fontes externas de sombreamento, que provoquem sombras características, que podem afectar uma área muito superior àquela onde a sombra ocorre.

Factores externos, como a temperatura, nível de irradiação, distribuição espectral e o ângulo de incidência da luz podem representar aproximadamente metade da perda de desempenho de um sistema FV. Para além destas, estão associadas diversas outras perdas ao sistema FV, pelo modo como é dimensionada e dos componentes utilizados, levando o sistema a nunca produzir a energia que a potência nominal indica.

A definição da configuração do sistema é também uma parte sensível do projecto, onde a distribuição dos módulos por *strings* e o dimensionamento dos inversores estão dependentes das condições de operação do sistema. O mesmo ocorre com a potência global nominal dos inversores, que deve ser subdimensionada tendo em conta o desempenho do sistema relativamente à potência nominal dos módulos, tendo em vista a optimização do sistema, tanto de um ponto de vista de eficiência dos componentes como económico.

A comparação do desempenho das várias ferramentas foi feita com base nos desvios entre a produção anual de energia estimada por cada uma e o PVsyst, o software utilizado como referência para este estudo. Através de uma análise global das simulações realizadas, os parâmetros que mais influência têm no resultado obtido são:

- os dados climáticos;
- o modo como a ferramenta os adapta às várias orientações;
- o detalhe com que as perdas do sistema são consideradas na simulação

Na secção 4 foram apresentados essencialmente dois estudos:

1. Comportamentos das ferramentas dependendo dos parâmetros introduzidos;

2. Análise do desempenho das ferramentas quando utilizadas como alternativa ao PVsyst.

Na primeira análise, onde se estudou o comportamento das ferramentas, pode concluir-se que, de uma maneira geral estas apresentam um bom desempenho quando os parâmetros a introduzir foram previamente definidos com recurso à ferramenta de referência.

Em termos de variação da orientação, de uma maneira geral todas as ferramentas apresentam um bom desempenho (desvios inferiores a 4%), sendo o cálculo por indicadores a excepção, para variações acima de 30° em relação a Sul, onde a insensibilidade dos indicadores definidos não permite que esse cálculo se ajuste à perda de irradiação resultante desta variação (desvio ligeiramente acima dos 10%). Nesta situação, pode ainda acrescentar-se que o IESve tende a apresentar resultados mais constantes do que o PVGIS. Já quando a inclinação é a variável, apesar dos resultados continuarem a ser em geral satisfatórios, os indicadores apresentam desvios mais baixos, resultado natural do ajuste dos indicadores de irradiação incidente em função da inclinação, coisa que não acontecia no caso do azimute. Já a tendência evidenciada no caso anterior segue o efeito oposto onde, agora com a orientação a ser uma constante, é o PVGIS que apresenta resultados mais constantes.

As simulações analisadas atrás foram realizadas com base na instalação projectada neste trabalho. Numa segunda fase, onde o comportamento das ferramentas teve por base instalações com localizações, configurações e desempenhos diferentes, foi possível analisar ainda mais a fundo a variação do comportamento das ferramentas. Aqui, podemos concluir que, mesmo quando os parâmetros introduzidos são definidos previamente pelo PVsyst, quando se trata de instalações com uma ou várias orientações e inclinações com valores longe dos optimizados, o comportamento destas ferramentas não é tão fiável, com desvios que podem estar próximos dos 10%, especialmente o cálculo por indicadores. Quando o azimute excede um desvio de 90° em relação a Sul até mesmo o IESve e o PVGIS apresentam desvios a rondar os 8%.

Para além dos estudos referidos, foram analisados ainda três parâmetros adicionais:

- Cálculo do efeito do sombreamento externo no IESve;
- Efeito do ficheiro climático;
- Aplicação dos resultados no dimensionamento da central para autoconsumo.

Apesar de ter a capacidade de contabilizar o efeito de sombreamentos externos, o IESve para perdas por sombreamento na ordem dos 30% pode apresentar desvios na produção final de energia até 10%.

Cada ferramenta testada recorre a dados climáticos de fontes diferentes. No entanto, exportando os dados climáticos do PVGIS para os restantes softwares, verificou-se que, mesmo partindo de dados climáticos iguais, cada ferramenta calcula a radiação incidente no plano dos módulos de maneira distintas, levando a desvios da produção anual, no caso do IESve ainda superiores.

Na análise dos dados horário de produção, exportados do PVGIS, verificou-se que este software não permite a exportação de dados horário numa simulação para um ano meteorológico típico. É por isso necessário ter em conta que, caso estes valores sejam utilizados para uma comparação com dados horários de consumo, terá de ser seleccionado o ano pretendido para os dados climáticos, que influenciarão naturalmente os resultados obtidos.

Na última análise ao comportamento das ferramentas, onde os parâmetros introduzidos não foram obtidos com o auxílio do PVsyst, podemos perceber qual o desvio associado ao uso alternativo destas ferramentas simplificadas pelo menor nível de detalhe no dimensionamento.

Para instalações típicas, onde a orientação não tem desvios superiores a 30° em relação a Sul e a inclinação dos módulos é próxima de 35° , os desvios são tendencialmente baixos (abaixo de 10%) para todas as ferramentas, especialmente quando a potência a instalar é um dado conhecido, onde os desvios apresentados foram abaixo de 2%.

Já em casos onde os módulos são complanares com coberturas não orientadas a Sul (entre Sudeste e Sudoeste), os desvios são maiores. Quando a potência a instalar é conhecida, o IESve e o PVGIS, mesmo nestas condições são capazes de apresentar resultados positivos, com desvios de produção abaixo de 5%, mas quando o sistema é dimensionado com base na área disponível, os resultados obtidos tendem para desvios acima dos 10%. Mesmo conhecendo a área de módulos a instalar, no caso em que a orientação excede os 90° em relação a Sul, o PVGIS é particularmente afectado, com um desvio de quase 15%.

Por não haver meio de determinar o efeito das várias perdas detalhadas nas ferramentas simplificadas, é ainda necessário ter em conta que as simulações realizadas, foram assumidas como típicas (de aproximadamente 20% da produção). O factor de desempenho, para além da orientação dos módulos e da radiação disponível, tem também um peso relevante nos resultados, onde em alguns casos levou a desvios ainda superiores em relação à simulação do PVsyst.

Em suma, os resultados obtidos através deste trabalho permitem concluir que o uso de ferramentas alternativas é bastante aceitável para instalações com orientação/inclinação optimizadas e com índices de desempenho típicos (aproximadamente 80%), especialmente quando a potência é limitada pelos consumos do edifício o que, ferramentas como o IESve e o PVGIS permitem estudar, pois apresentam resultados para exportar em base horária.

Sendo o mais simples, o cálculo por indicadores de desempenho, é bastante sensível aos indicadores considerados, não sendo por isso o seu uso tão adequado a instalações com características atípicas. Mesmo ferramentas como o IESve e o PVGIS, capazes de se adaptarem a várias configurações, não são as mais adequadas para prever a produção de centrais FV onde a área disponível é a única limitação, especialmente quando a isso estão associadas cobertura/fachadas não orientadas a Sul.

5.3 Trabalhos futuros

Na execução deste trabalho, os resultados das simulações do software PVsyst foram tidos como fiáveis e os resultados apresentados pelas demais ferramentas, analisados em função desse software de referência. No entanto, não podemos afirmar que nenhuma destas ferramentas é mais ou menos fiável em relação a resultados reais. Como método de validação dos resultados apresentados, seria conveniente no futuro, analisar os dados de produção destas centrais, implementadas com base em projectos realizados no PVsyst, para ter uma ideia da fiabilidade da ferramenta tida como referência e analisar os desvios das ferramentas simplificadas não com um projecto, mas com valores de produção real.

6 Referências bibliográficas

- [1] C. Rodrigues, F. Lopes, G. Gómez e a, “Alterações climáticas: o que já mudou e o que está para chegar,” *Público*, 2019.
- [2] EEA, “Mitigação dos efeitos das alterações climáticas,” 2008. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/pt/themes/climate/intro/download.pdf>.
- [3] Direção-Geral da Comunicação, Parlamento Europeu, “Redução das emissões de carbono: metas e iniciativas da União Europeia,” 18 Abril 2019. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20180305STO99003/reducao-das-emissoes-de-carbono-metas-e-iniciativas-da-uniao-europeia>.
- [4] REN21, “Renewables 2019 Global Status Report,” ISBN 978-3-9818911-7-1, 2019.
- [5] Wood Mackenzie, “Global solar PV installations to reach record high in 2019,” 25 Julho 2019. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/press-releases/global-solar-pv-installations-to-reach-record-high-in-2019/>. [Acedido em 6 Novembro 2019].
- [6] IEA, “Renewables 2019: Market analysis and forecast from 2019 to 2024,” 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/renewables2019/power/>. [Acedido em 6 Novembro 2019].
- [7] T. Heggarty e B. Attia, “GLOBAL SOLAR PV MARKETS: Top 10 Trends to Watch in 2019,” Wood Mackenzie Power & Renewables, 2019.
- [8] Agência Lusa, “Portugal foi o primeiro a comprometer-se a ser neutro em carbono até 2050,” *Observador*, 23 setembro 2019. [Online]. Available: <https://observador.pt/2019/09/23/portugal-foi-o-primeiro-a-comprometer-se-a-ser-neutro-em-carbono-ate-2050/>.
- [9] APREN, “PORTUGUESE RENEWABLE ELECTRICITY REPORT,” Dezembro 2019. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/portuguese-renewable-electricity-report-dec-19-vf.pdf>.
- [10] DGEG, “Estatísticas rápidas Agosto,” 2019.
]
- [11] Deloitte e APREN, “Impacto da eletricidade de origem renovável,” 2019. [Online].
] Available: <https://www.apren.pt/contents/files/apren-relatorio-impactos-eletricidade-fer.pdf>.
- [12] MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E
] ENERGIA, “Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro,” em *Diário da República*,

1.^a série — N.º 202 — 20 de outubro de 2014, Lisboa, Diário da República, 2014, pp. 5298-5311.

- [13 PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS, “Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro,” em *Diário da República*, 1.^a série, N.º 206, Lisboa, Diário da República, 2019, pp. 45-62.
- [14 P. Blanc, B. Gschwind, M. Lefèvre, L. Ménard e L. Wald, “Satellite-based estimation of surface solar irradiance,” 21 Junho 2011. [Online]. Available: <https://spie.org/news/3735-satellite-based-estimation-of-surface-solar-irradiance#B3>. [Acedido em 5 Dezembro 2019].
- [15 PVGIS, “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,” 1 Agosto 2019. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Acedido em 10 Janeiro 2020].
- [16 K. Jäger, O. Isabella, A. Smets, R. Swaaij e M. Zeman, *Solar Energy: Fundamentals, Technology, and Systems*, Delft: Delft University of Technology, 2014.
- [17 WGSOL, “O efeito fotovoltaico – O sol fabricando eletricidade,” [Online]. Available: <https://wgsol.com.br/o-efeito-fotovoltaico-o-sol-fabricando-eletricidade/>. [Acedido em 2019 Dezembro 5].
- [18 Fraunhofer ISE, “PHOTOVOLTAICS REPORT,” 12 Novembro 2019. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [19 IST, *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação*, IST, 2004.
- [20 A. Joyce, “O solar fotovoltaico de concentração,” *Renováveis magazine*, vol. 1º trimestre 2010, pp. 24-29, 2010.
- [21 PVSYST, “PVsyst 6 Help,” 2019. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/help/>.
- [22 IES, “Help IESve,” [Online]. Available: <https://help.iesve.com/ve2019/>. [Acedido em 13 janeiro 2020].
- [23 EU SCIENCE HUB, “Data sources and calculation methods,” 19 Julho 2019. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods>. [Acedido em 21 Janeiro 2020].
- [24 N. Martin e J. M. Ruiz, “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 70, pp. 25-38, 2001.
- [25 N. Martin e J. M. Ruiz, “Corrigendum to “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model.”,” 2013.
- [26 T. Huld, G. Friesen, A. Skoczek, R. Kenny, T. Sample, M. Field e E. Dunlop, “A power-rating model for crystalline silicon PV modules,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Dezembro 2011.

- [27 M. Köhl, M. Heck, S. Wiesmeier e J. Wirth, “Modeling of the nominal operating
] cell temperature based on outdoor weathering,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, nº 95(7):1638-1646, 2011.
- [28 T. Huld, A. Jäger-Waldau, H. Ossenbrink, S. Szábo, E. Dunlop e N. Taylor, “Cost
] Maps for Unsubsidised Photovoltaic Electricity,” JRC Report 91937, 2014.
- [29 J. T. Pinho e M. A. Galdino, Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos, Rio
] de Janeiro: CEPEL -CRESESB, 2014.
- [30 U. Eicker, Solar technologies for buildings, Wiley, 2001.
]

ANEXO A - Anexos relativos ao dimensionamento e simulação da instalação de referência

A.1 - Dados climáticos em base mensal importados do Meteonorm 7.2

	Horizontal global irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .mth	kWh/m ² .mth	°C	m/s	[-]	%
January	57.7	23.0	10.1	3.00	2.671	80.7
February	78.6	33.7	10.9	2.89	2.826	78.0
March	121.2	53.4	12.9	3.39	2.902	74.7
April	160.9	62.2	13.7	3.39	2.902	78.1
May	203.6	77.3	16.2	3.10	3.189	76.7
June	211.4	75.1	18.9	2.89	3.120	76.4
July	224.6	69.0	19.8	2.90	3.120	78.6
August	193.9	70.4	20.4	2.80	3.258	76.0
September	150.5	50.1	18.9	2.39	3.048	76.8
October	91.8	49.6	16.8	3.10	2.976	79.8
November	66.0	30.1	12.8	3.09	2.671	79.9
December	46.5	21.9	10.7	3.29	2.591	79.8
Year 	1606.7	615.8	15.2	3.0	2.940	78.0
	Paste	Paste	Paste	Paste		
Horizontal global irradiation year-to-year variability 4.9%						

A.2 – Ficha técnica do módulo FV – SRP-6PB-280W

SRP-6PB(-HV) SERIES 6 INCH 60 CELLS

270-285w



KEY FEATURES

-  Bankable products
-  Top rank in Photon yield measurement
-  Safety for salt mist corrosion
Safety for ammonia corrosion
-  Safety for fire risk
(Class C tested in TÜV SÜD and Rheinland)
-  Outstanding power output capability at low irradiance
-  Triple 100% Electroluminescence (EL) tests minimize breakage rate
-  World 1st company to pass "Thresher Test" and "On-site Power Measurement Validation" certificate
-  Anti-PID products, passing TÜV SÜD system voltage durability test
-  Tested and certified according to newest IEC standard
IEC61730-1:2016 IEC61215-1:2016
IEC61730-2:2016 IEC61215-2:2016

MANAGEMENT SYSTEM

ISO 9001: Quality management system
ISO 14001: Standard for environmental management system
OHSAS 18001: International standard for occupational health and safety assessment system

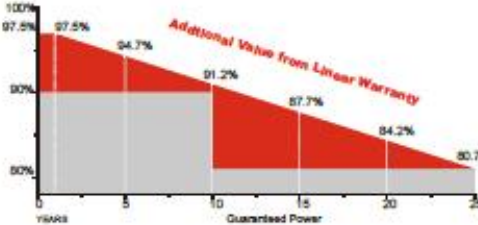
INSURANCE

PICC

PRODUCT CERTIFICATES



WARRANTY



Years	Guaranteed Power (%)	Additional Value from Linear Warranty (%)
0	97.5%	97.5%
5	94.7%	94.7%
10	91.2%	91.2%
15	87.7%	87.7%
20	84.2%	84.2%
25	80.7%	80.7%



10 YEARS
Guarantee on product material and workmanship



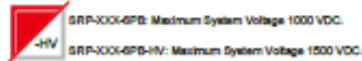
25 YEARS
Linear power output warranty

Specifications are subject to change without further notification. SRP-06-PB-20191.0 © Copyright 2019 Seraphim



SERAPHIM SOLAR SYSTEM CO., LTD.

www.seraphim-energy.com info@seraphim-energy.com



SRP-6PB(-HV) SERIES 6 INCH 60 CELLS

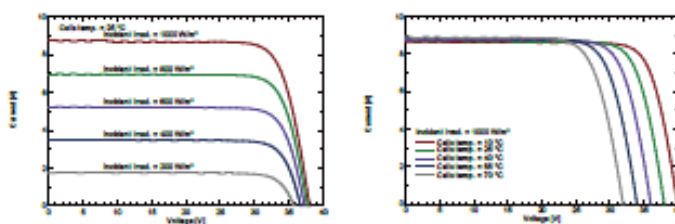
Electrical Characteristics

Module Type	SRP-270-6PB		SRP-275-6PB		SRP-280-6PB		SRP-285-6PB	
	SRP-270-6PB-HV		SRP-275-6PB-HV		SRP-280-6PB-HV		SRP-285-6PB-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power -P _{mp} (W)	270	200	275	204	280	208	285	212
Open Circuit Voltage -V _{oc} (V)	38.1	35.2	38.3	35.4	38.5	35.6	38.7	35.8
Short Circuit Current -I _{sc} (A)	8.99	7.26	9.08	7.35	9.18	7.44	9.27	7.53
Maximum Power Voltage -V _{mp} (V)	31.3	29.2	31.6	29.4	31.8	29.6	32.0	29.8
Maximum Power Current -I _{mp} (A)	8.63	6.85	8.71	6.94	8.81	7.03	8.91	7.12
Module Efficiency STC-η _m (%)	16.60/16.50		16.90/16.80		17.21/17.11		17.52/17.41	
Power Tolerance (W)	(0,+4.99)							
Maximum System Voltage (V)	1000VDC / 1500VDC							
Maximum Series Fuse Rating (A)	20A							
Pmax Temperature Coefficient	-0.39%/°C							
Voc Temperature Coefficient	-0.30 %/°C							
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C							
Operating Temperature	-40~+85 °C							
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C							

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800 W/m² ambient temperature 20°C wind speed :1m/s Power measurement tolerance: +/-3%

Curve



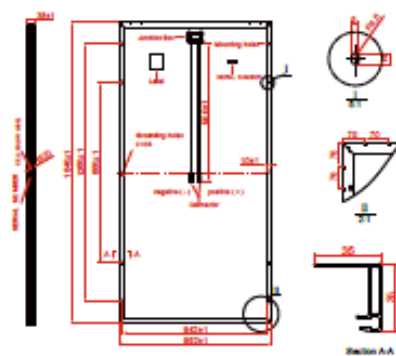
Mechanical Specifications

External Dimension	1640 x 992 x 35mm/1650 x 992 x 35mm
Weight	17.5kg/18.0kg
Solar Cells	Poly crystalline 156.75 x 156.75 mm (60pcs)
Front Glass	3.2 mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67
Output Cables	4.0 mm ² , cable length: 900 mm
Connector	MC4 Compatible
Mechanical Load	5400 Pa

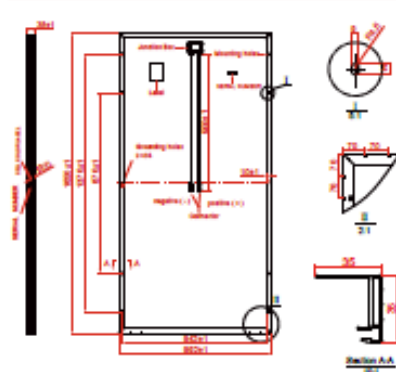
Packing Configuration

External Dimension	1640 x 992 x 35mm/1650 x 992 x 35mm
Container	20'GP 40'GP
Pieces per Pallet	30 30
Pallets per Container	12 28
Pieces per Container	360 840

Technical drawing(SRP-XXX-6PB)



Technical drawing(SRP-XXX-6PB-HV)



* All Dimensions in mm.

* The above drawing is a graphical representation of the product. For engineering quality drawings please contact SERAPHIM.

Specifications are subject to change without further notification. SRP-06PB-2020/1.0 © Copyright 2010 Seraphim



SERAPHIM SOLAR SYSTEM CO., LTD.

www.seraphim-energy.com

info@seraphim-energy.com

A.3 – Ficha técnica do inversor – Huawei SUN2000-36KTL

String Inverter (SUN2000-36KTL)



Smart

- 4 MPPTs for versatile adaption to different layouts
- 8 strings intelligent monitoring and 80% time saved for fault detection
- Power Line Communication (PLC) supported

Efficient

- Max. efficiency 98.6%, European efficiency 98.3%
- Hand-in-hand design supported for flexible layouts

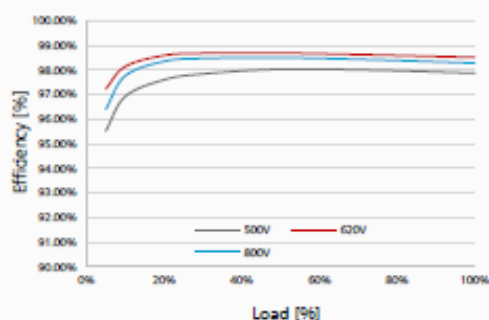
Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

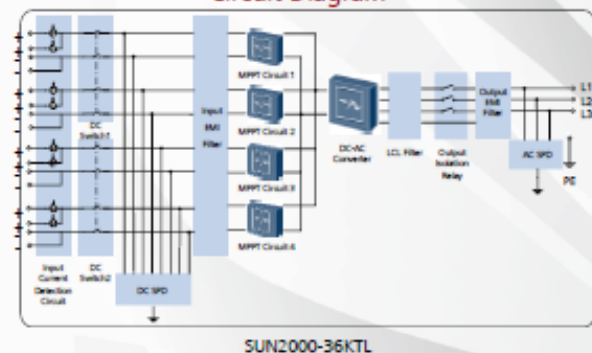
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar

String Inverter (SUN2000-36KTL)



Technical Specifications	SUN2000-36KTL
Efficiency	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.3%
Input	
Max. DC Usable Power	40,800 W
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	480 V ~ 850 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1000 V
Rated Input Voltage	600 V
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	40,000 W ^[1]
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+(N)+PE ^[2]
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	57.8 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Monitoring	Yes
Residual Current Detection	Yes
Communication	
Display	LED Indicators
USB / Bluetooth +APP	Yes
RS485	Yes
PLC	Yes
Fast Ethernet	Optional
General	
Dimensions (WxHxD)	930 x 550 x 260 mm (36.6 x 21.7 x 10.2 inch)
Weight	55 kg (121 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection
Operating Altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	4 ~ 100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
Safety/EMC	EN/IEC 61000-1, EN/IEC 61000-2, EN/IEC 61000-3, EN/IEC 61000-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid Code	VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW 2008, G59/3, UTE C 15-712-1

[1] 36,00W optional in settings

[2] 3W+PE optional in settings for IT network.

A.4 - Relatório do PVsyst para a instalação de referência

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)		13/02/20	Página 1/11
--------------	--------------------------	--	----------	-------------

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto : ViladoConde

Localização geográfica Povoação País **Portugal**

Localização Latitude 41.37° N Longitude -8.74° W

Tempo definido como Tempo legal Fuso horário TU Altitude 19 m

Dados meteorológicos: Povoação Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=63% - Synthetic

Variante da simulação : **INSTALAÇÃO REFERÊNCIA + autoconsumo**

Data da simulação 13/02/20 15h19

Parâmetros da simulação Tipo de sistema **Tables on a building**

Orientação do plano dos módulos Inclinação 35° Azimute -15°

Configuração dos sheds Nr. de sheds 56 Grupos idênticos

Esp. Entre sheds 2.30 m Largura módulos 1.00 m

Ângulo limite das sombras Ângulo de perfil limite 21.2° Taxa de ocupação do solo (GCR) 43.8 %

Modelos utilizados Transposição Perez Difuso Perez, Meteonorm

Horizonte Sem horizonte

Sombras próximas Cálculo elétrico detalhado (segundo disp. módulos)

Exigências do consumidor : Definição ext. por ficheiro CNT_VC_CONSUMOS 15_15 MIN.csv

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano
91525	82267	95455	96213	104929	115206	130570	128836	116107	107314	101533	103219	*73173 kWh

Características do grupo FV

Módulo FV Si-poly Modelo **SRP-280-6PB**

Original PVsyst database Fabricante Seraphim

Número de módulos FV Em série 20 módulos Em paralelo 56 strings

Número total de módulos FV Nr. módulos 1120 Potência unitária 280 Wp

Potência global do grupo Nominal (STC) **314 kWp** Em condições de func. 283 kWp (50°C)

Características de funcionamento do grupo (50°C) Umpp 581 V I mpp 487 A

Superfície total Superfície módulos **1822 m²** Superfície célula 1603 m²

Inversor Modelo **SUN2000_36KTL 480Vac**

Custom parameters definition Fabricante Huawei Technologies

Características Tensão de funcionamento 200-1000 V Potência unitária 36.0 kWac

Potência máx. (>50°C) 40.0 kWac

Bateria de inversores N.º de inversores 28 * MPPT 25 % Potência total 252 kWac

Rácio Pnom 1.24

Fatores de perda do grupo FV

Perdas sujidade grupo Average loss Fraction 1.7 %

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	1.5%	1.5%	1.5%

Fator de perdas térm. Uc (const.) 20.0 W/m²K Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s

Perdas ôhmicas nos cabos Res. global do grupo 14 mOhm Fração perdas 1.1 % em STC

Perdas diodo série Queda de tensão 0.7 V Fração perdas 0.1 % em STC

PVSYST V6.86

Tiago Marques (Portugal)

13/02/20

Página 2/11

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

LID - "Light Induced Degradation"

Fração perdas

2.5 %

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas

-0.8 %

Perdas de módulos com mismatch

Fração perdas

2.7 % no MPP

Perdas de strings com mismatch

Fração perdas

0.10 %

Efeito de incidência (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

Correção espectral

Modelo FirstSolar. Água precipitável estimada a partir de humidade relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

PV

syst

aluno

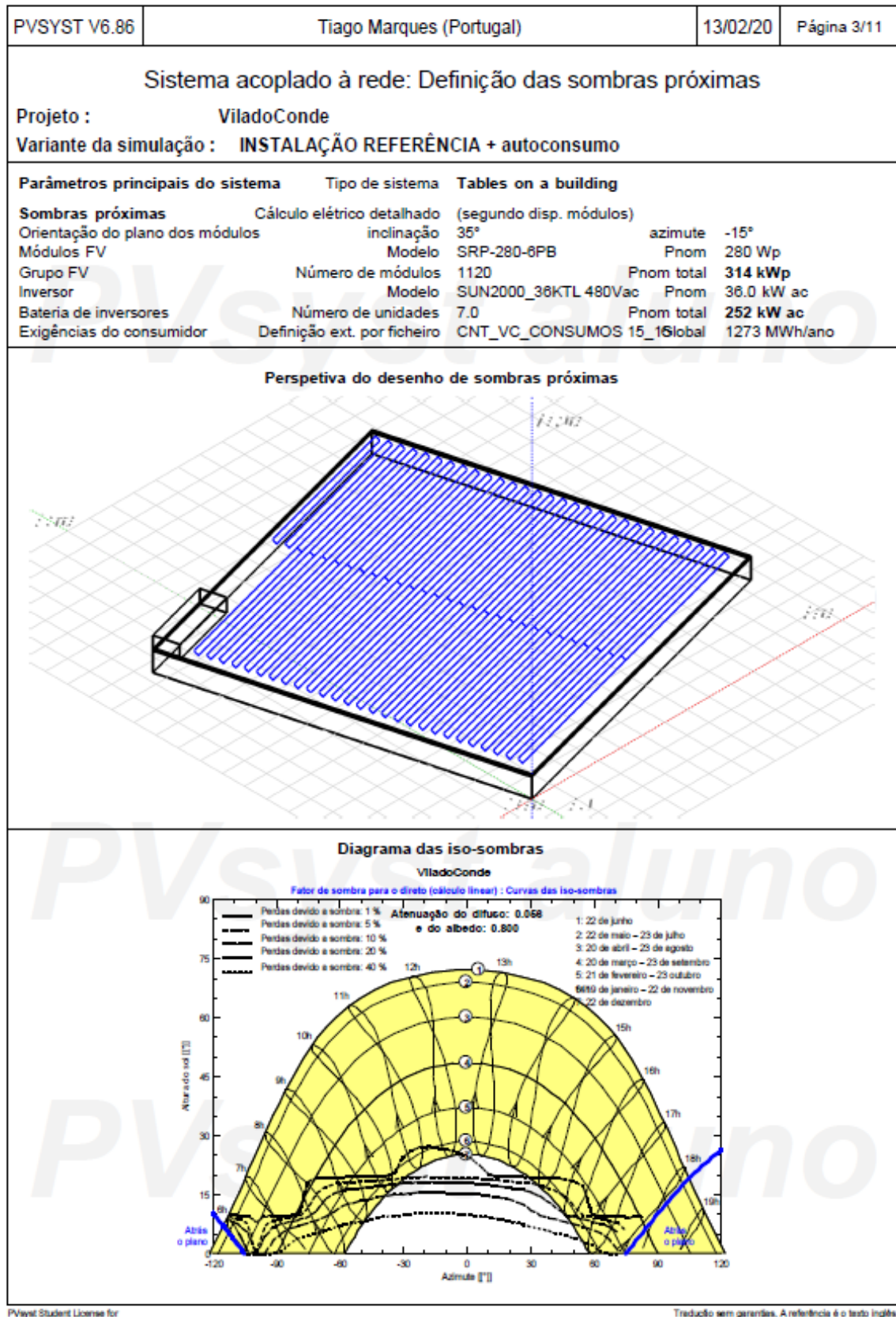
PV

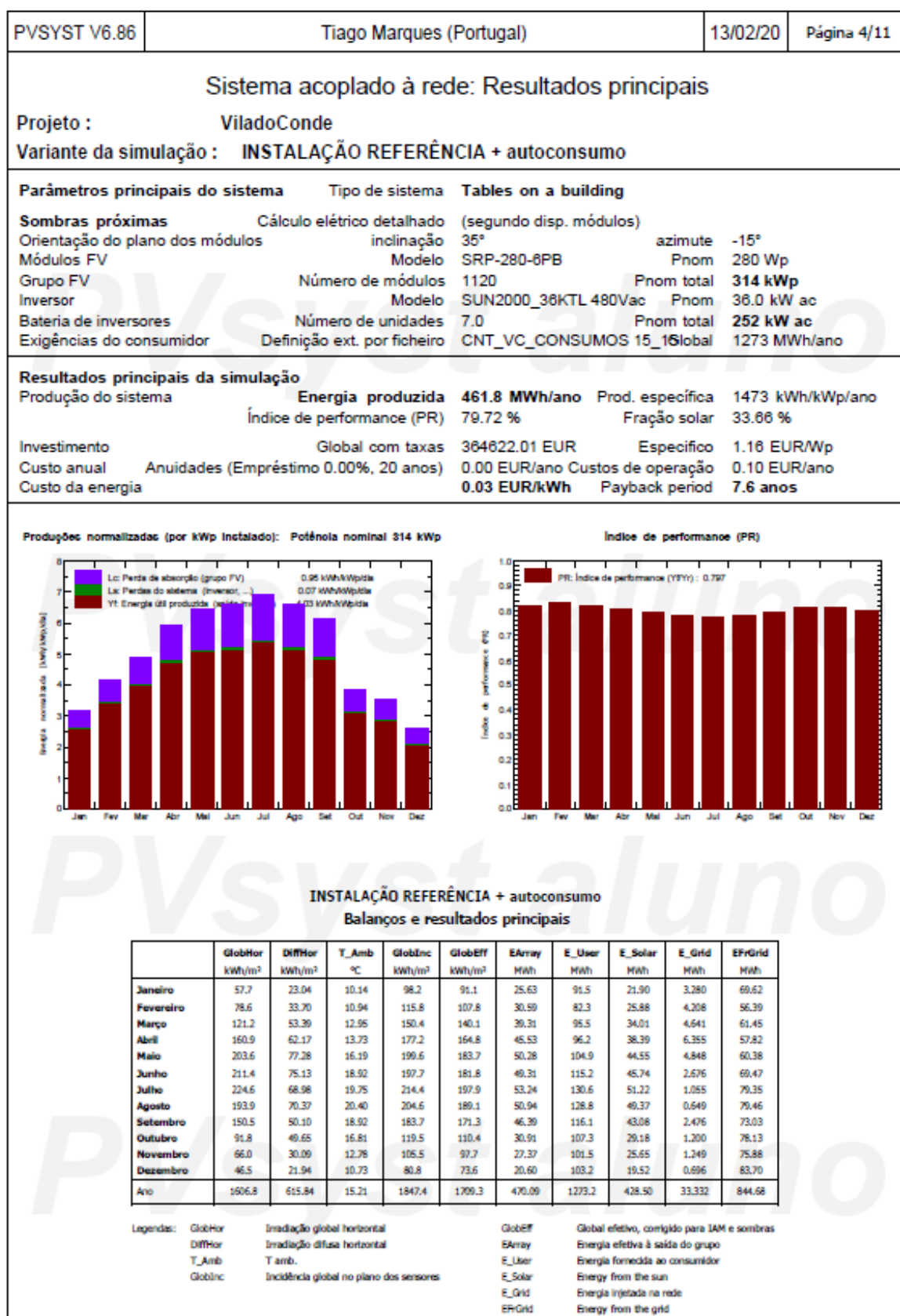
syst

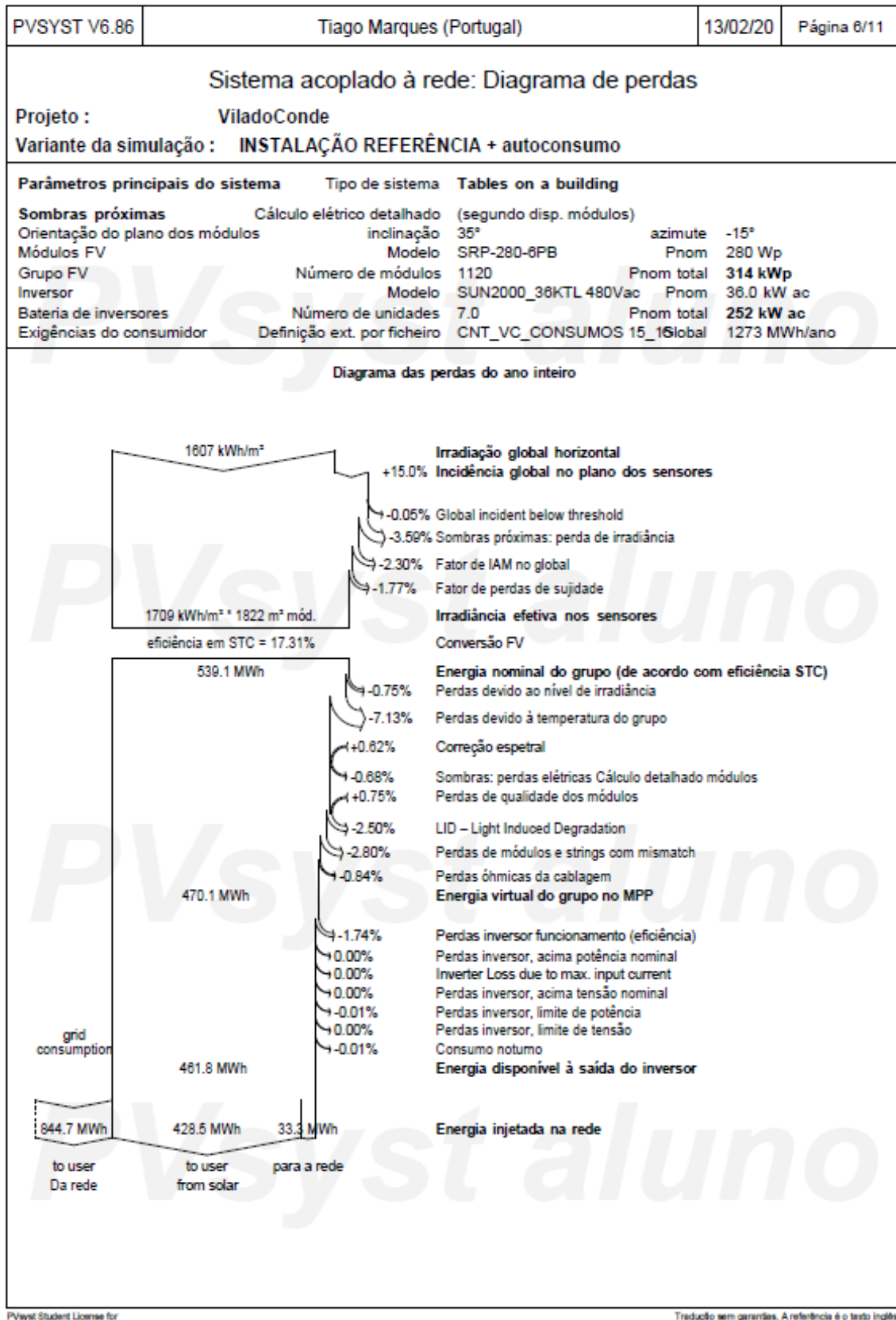
aluno

PV

s







A.5 – Cálculo das perdas detalhadas da instalação de referência

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	1822			
Eficiência do módulo [%]	0,1731			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1607	-	506829	
Transposição para plano inclinado [%]	15%	76024		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		582853	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,05%	-291	582562	-0,05%
sombras	-3,59%	-20914	561648	-3,59%
IAM	-2,30%	-12918	548730	-2,22%
sujidade	-1,77%	-9713	539017	-1,67%
degradação	0,00%	0	539017	0,00%
irradiância	-0,75%	-4043	534975	-0,69%
temperatura	-4,01%	-21452	513522	-3,68%
qualidade módulos	0,00%	0	513522	0,00%
corr espectral	0,61%	3132	516655	0,54%
sombras: elect	-0,67%	-3462	513193	-0,59%
LID	-2,50%	-12830	500363	-2,20%
missmatch	-1,10%	-5504	494859	-0,94%
cabos	-0,81%	-4008	490851	-0,69%
inversor: efic	-1,62%	-7952	482899	-1,36%
inversor: pot nominal	-0,01%	-48	482851	-0,01%
consumo notruno inv	-0,01%	-48	482803	-0,01%
indisponibilidade	0,00%	0	482803	0,00%
cabos AC	0,00%	0	482803	0,00%
Total	-18,58%	-100051	482803	-17,17%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-6,05%
Perdas por sombreamento				-4,18%
Perdas de inversor				-1,38%
Perdas do sistema				-5,50%

A.6 - Dados introduzidos na simulação do IESve

Tabela A.1 - Resumo dos dados do local e climáticos introduzidos no IES

Localização do edifício (latitude/longitude) [°]	41,37N/8,74W
Localização do ficheiro climático SCE	Vila do Conde
Altitude [m]	19
Albedo	0,2
Tipo de terreno	Subúrbios

Tabela A.2 - Parâmetros do módulo FV e inversor

Tecnologia do módulo	Silício policristalino
Eficiência nominal do módulo [%]	17,31
Temperatura NOCT [°C]	45
Irradiação de referência para NOCT [W/m ²]	800
Coefficiente de temperatura para eficiência nominal [K ⁻¹]	0,0039
Factor de degradação [-]	0,975
Eficiência de conversão eléctrica [%]	98

A.7 - Relatório da simulação da instalação de referência no IESve e dados de radiação utilizado pelo software.



Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: ParametricPV_simulação.mit

Sim File: TESTE_INST_REF.aps 12/Feb/2020

Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	PV generated electricity (MWh)	Ext surface incident solar flux (kWh/m ²)	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)
		External window		
Date	TESTE_INST_REF.aps	TESTE_INST_REF.aps	Vila do Conde 29m.epw	Vila do Conde 29m.epw
Jan 01-31	-22.3460	80.34	54.57	29.38
Feb 01-28	-28.1957	103.64	75.49	36.00
Mar 01-31	-41.1948	154.68	126.50	53.65
Apr 01-30	-45.7499	173.26	160.55	64.14
May 01-31	-50.2875	193.62	199.71	73.94
Jun 01-30	-52.1609	204.24	221.17	69.79
Jul 01-31	-54.9175	217.71	230.06	66.22
Aug 01-31	-52.8223	208.48	200.22	59.10
Sep 01-30	-45.2256	175.94	147.12	48.63
Oct 01-31	-33.5111	126.31	96.87	46.81
Nov 01-30	-24.5890	90.62	61.51	31.44
Dec 01-31	-17.4523	62.80	43.11	25.93
Summed total	-468.4525	1791.63	1616.88	605.03

A.8 – Relatório da simulação da instalação de referência no PVGIS



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

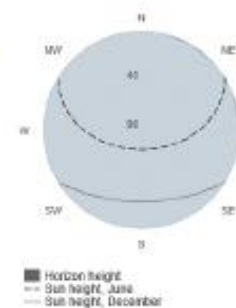
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.370, -8.745
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV Installed: 314 kWp
 System loss: 12 %

Simulation outputs

Slope angle: 35 °
 Azimuth angle: -15 °
 Yearly PV energy production: 461923.39 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1870.33 kWh/m²
 Year to year variability: 19024.97 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of Incidence: -2.67 %
 Spectral effects: 0.9 %
 Temperature and low irradiance: -8.98 %
 Total loss: -21.35 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(l)_m	SD_m
January	25576.898.5	6455.0	
February	30833.5120.5	6440.2	
March	38407.3152.5	6199.4	
April	42942.6174.3	3155.1	
May	47804.5196.4	4347.8	
June	46904.6194.2	2650.3	
July	50092.0206.8	3352.3	
August	49215.8204.9	3269.6	
September	43932.4182.0	2909.3	
October	33922.0137.1	5169.2	
November	26736.4104.8	5605.0	
December	25553.598.3	3258.4	

E_m: Average monthly electricity production from the given system [kWh].
 H(l)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep the information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.
 However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site. This information is of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity. It is not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date. It sometimes refers to external sites over which the Commission exercises no control and for which the Commission accepts no responsibility. It is not professional or legal advice. If you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional.
 Some data or information on this site may have been copied or derived from other sources that are not under free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

PVGIS ©European Union, 2001-2020.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2020/02/11

Joint
 Research
 Centre

ANEXO B - Dados do estudo do comportamento das ferramentas com variação de azimute e inclinação

B.1 – Relatório do PVsyst para Instalação com Azimute 0°

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)				11/02/20	Página 1/8
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação						
Projeto : ViladoConde						
Localização geográfica		Povoação		País Portugal		
Localização		Latitude	41.37° N	Longitude	-8.74° W	
Tempo definido como		Tempo legal	Fuso horário TU	Altitude	19 m	
		Albedo	0.20			
Dados meteorológicos:		Povoação	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=63% - Synthetic			
Variante da simulação : INSTALAÇÃO REFERÊNCIA_azimute 0						
		Data da simulação	11/02/20 17h01			
Parâmetros da simulação		Tipo de sistema Tables on a building				
Orientação do plano dos módulos		Inclinação	35°	Azimute	0°	
Configuração dos sheds		Nr. de sheds	48	Grupos idênticos		
		Esp. Entre sheds	2.30 m	Largura módulos 1.00 m		
Ângulo limite das sombras		Ângulo de perfil limite	27.2°	Área de ocupação do solo (GCR) 43.6 %		
Modelos utilizados		Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte		Sem horizonte				
Sombras próximas		Sombras lineares				
Exigências do consumidor :		Carga ilimitada (rede)				
Características do grupo FV						
Módulo FV		Si-poly	Modelo	SRP-280-6PB		
Original PVsyst database			Fabricante	Seraphim		
Número de módulos FV			Em série	20 módulos	Em paralelo	48 strings
Número total de módulos FV			Nr. módulos	960	Potência unitária	280 Wp
Potência global do grupo			Nominal (STC)	269 kWp	Em condições de func.	242 kWp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)			Ump	581 V	I mpp	418 A
Superfície total			Superfície módulos	1562 m²		
Inversor			Modelo	SUN2000_36KTL 480Vac		
Custom parameters definition			Fabricante	Huawei Technologies		
Características		Tensão de funcionamento	200-1000 V	Potência unitária	36.0 kWac	
				Potência máx. (>50°C)	40.0 kWac	
Bateria de inversores		N.º de inversores	24 * MPPT 25 %	Potência total	216 kWac	
				Rácio Pnom	1.24	
Fatores de perda do grupo FV						
Perdas sujidade grupo		Average loss Fraction				1.7 %
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maio.	Jun.	Jul.
1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	2.0%	2.0%	2.0%
Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.		
2.0%	2.0%	1.5%	1.5%	1.5%		
Fator de perdas térm.		Uc (const.)		20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s	
Perdas ôhmicas nos cabos		Res. global do grupo		17 mOhm	Fração perdas 1.1 % em STC	
Perdas diodo série		Queda de tensão		0.7 V	Fração perdas 0.1 % em STC	
LID - "Light Induced Degradation"					Fração perdas 2.5 %	
Perdas de qualidade dos módulos					Fração perdas -0.8 %	
Perdas de módulos com mismatch					Fração perdas 2.7 % no MPP	
Perdas de strings com mismatch					Fração perdas 0.10 %	

PVSYST V6.86

Tiago Marques (Portugal)

11/02/20

Página 2/8

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

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

Correção espectral

Modelo FirstSolar. Água precipitável estimada a partir de humidade relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

PVsyst aluno

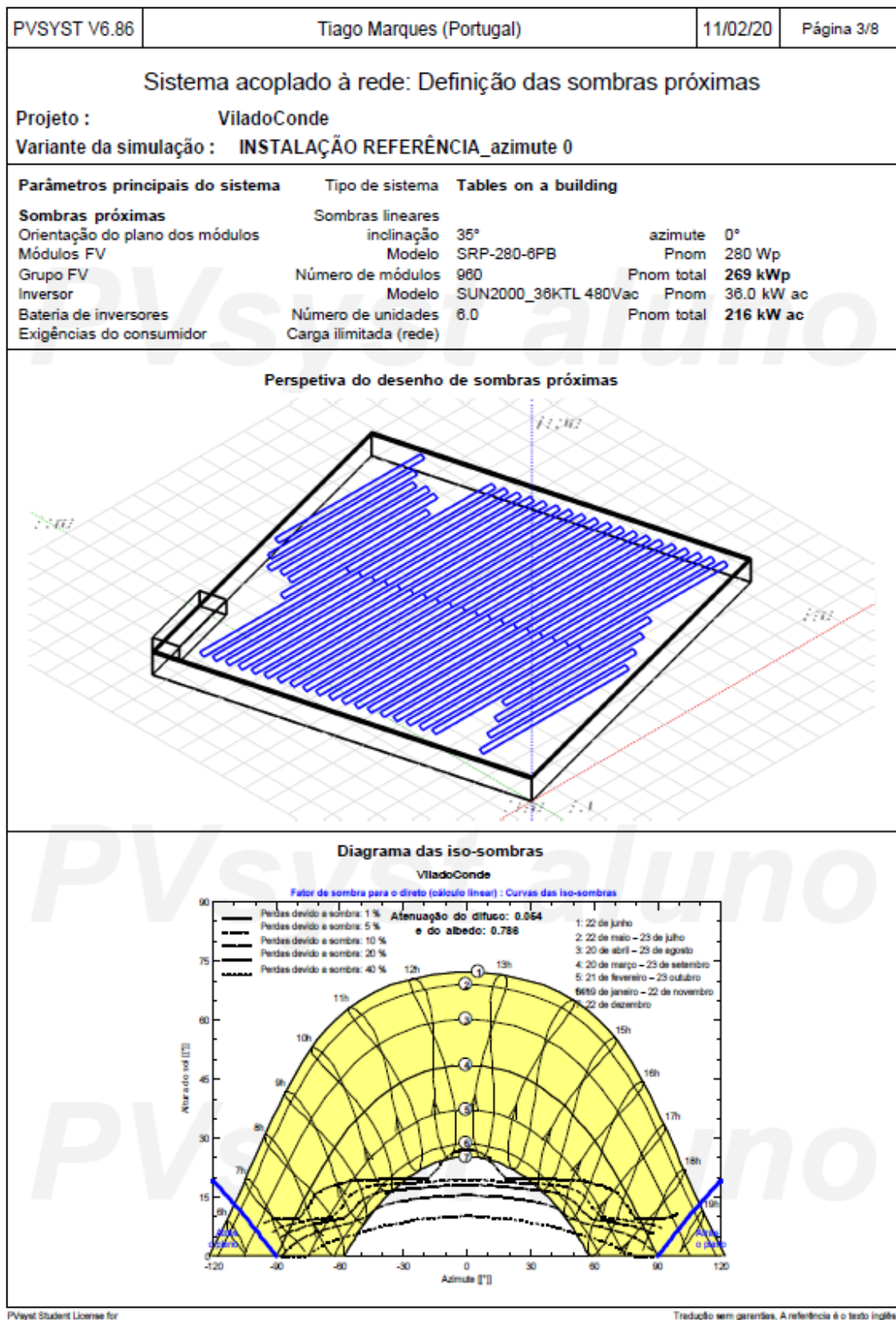
PVsyst aluno

PVsyst aluno

PVsyst aluno

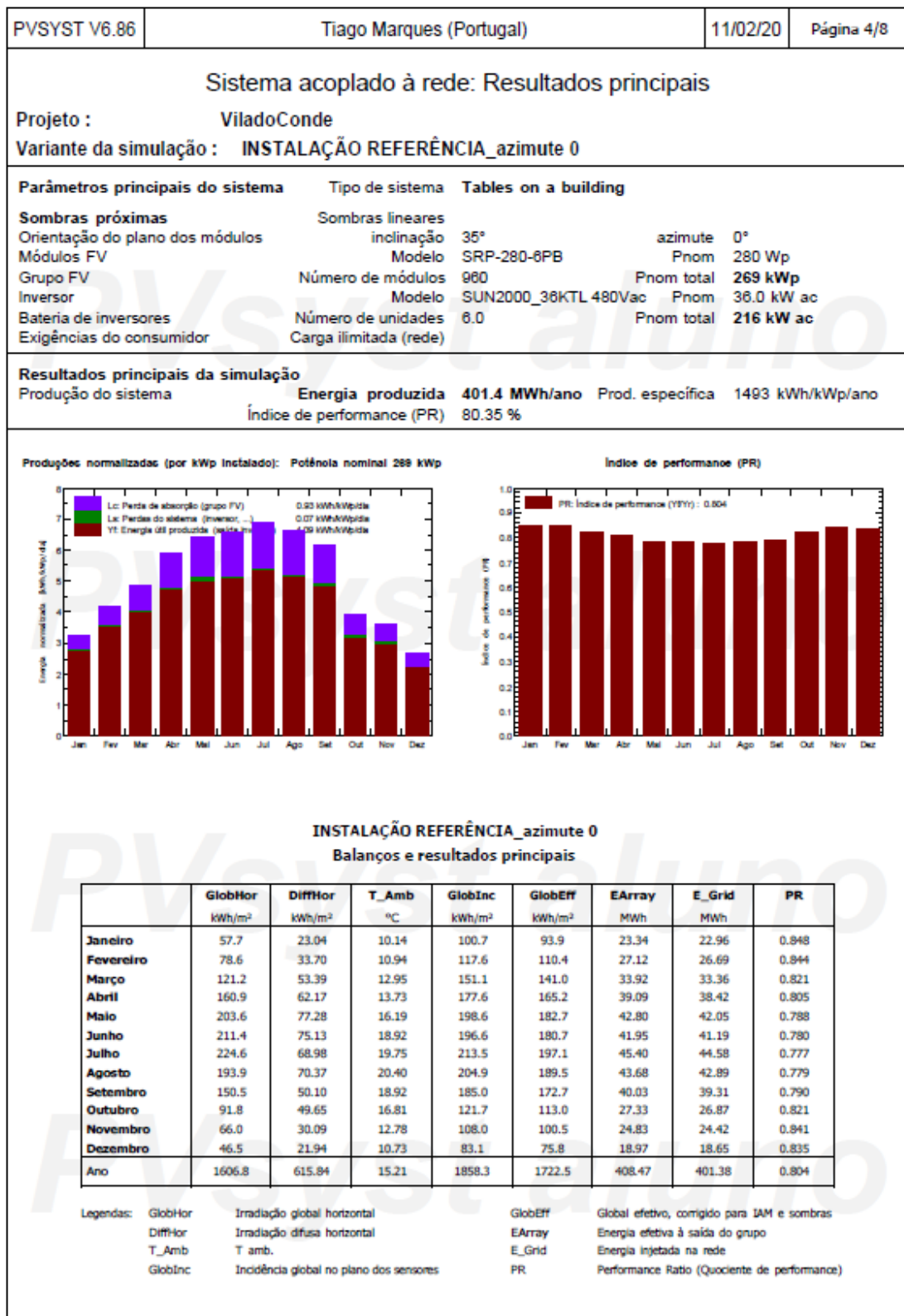
PVsyst Student License for

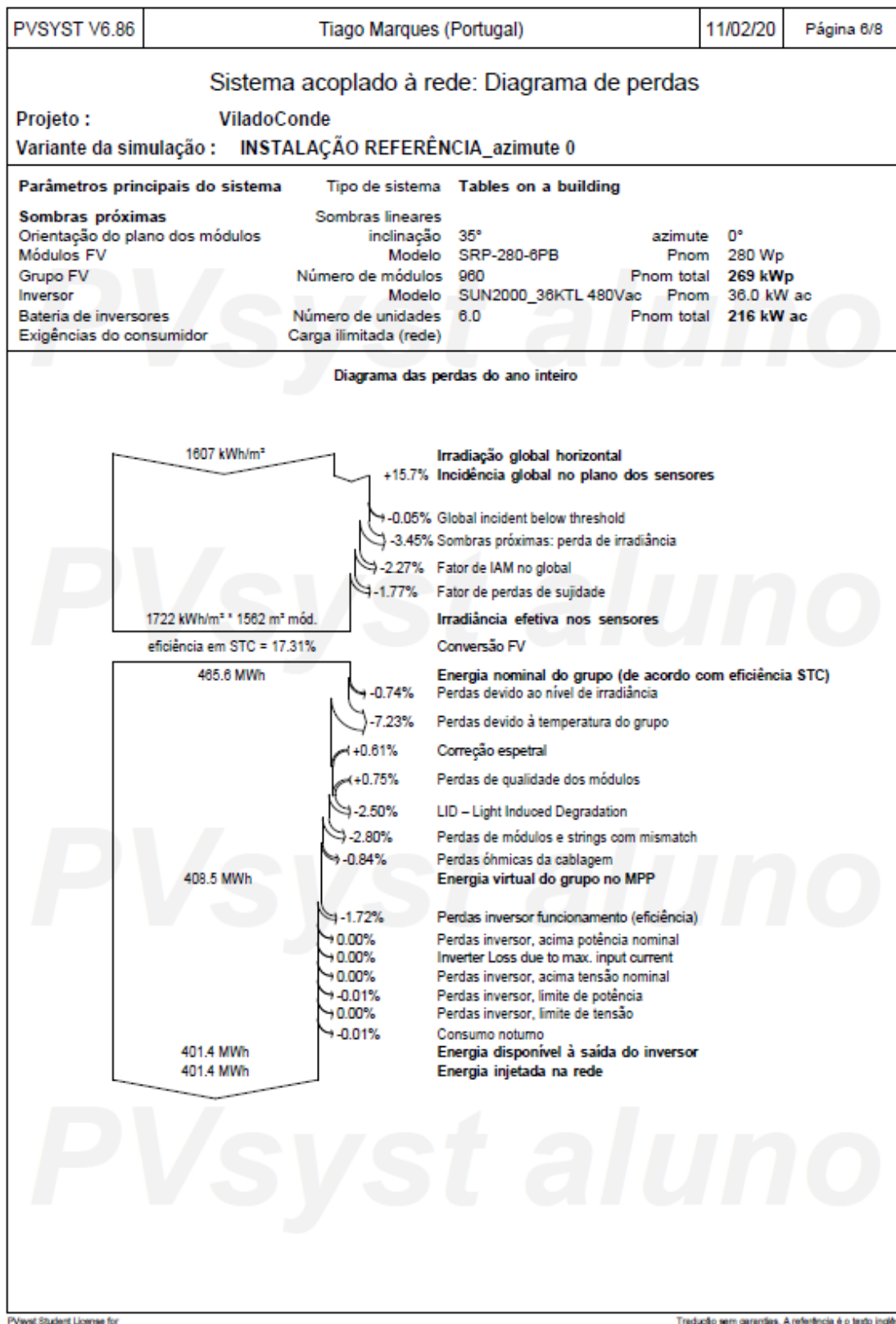
Tradução sem garantias. A referência é o texto ing



PVsynt Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

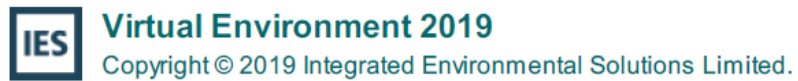




B.2 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação com azimute 0°

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	1562			
Eficiência do módulo [%]	0,1731			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1607	-	434504	
Transposição para plano inclinado [%]	16%	68217		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		502721	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,05%	-251	502470	-0,05%
sombras	-3,45%	-17335	485135	-3,45%
IAM	-2,27%	-11013	474122	-2,19%
sujidade	-1,77%	-8392	465730	-1,67%
degradação	0,00%	0	465730	0,00%
irradiância	-0,74%	-3446	462284	-0,69%
temperatura	-7,23%	-33423	428861	-6,65%
qualidade módulos	0,75%	3216	432077	0,64%
corr espectral	0,61%	2636	434713	0,52%
sombras: elect	0,00%	0	434713	0,00%
LID	-2,50%	-10868	423845	-2,16%
misssmatch	-2,80%	-11868	411977	-2,36%
cabos	-0,84%	-3461	408517	-0,69%
inversor: efic	-1,72%	-7026	401490	-1,40%
inversor: pot nominal	-0,01%	-40	401450	-0,01%
consumo notruno inv	-0,01%	-40	401410	-0,01%
indisponibilidade	0,00%	0	401410	0,00%
cabos AC	0,00%	0	401410	0,00%
Total	-22,03%	-101311	401410	-20,15%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-9,00%
Perdas por sombreamento				-3,45%
Perdas de inversor				-1,41%
Perdas do sistema				-6,24%

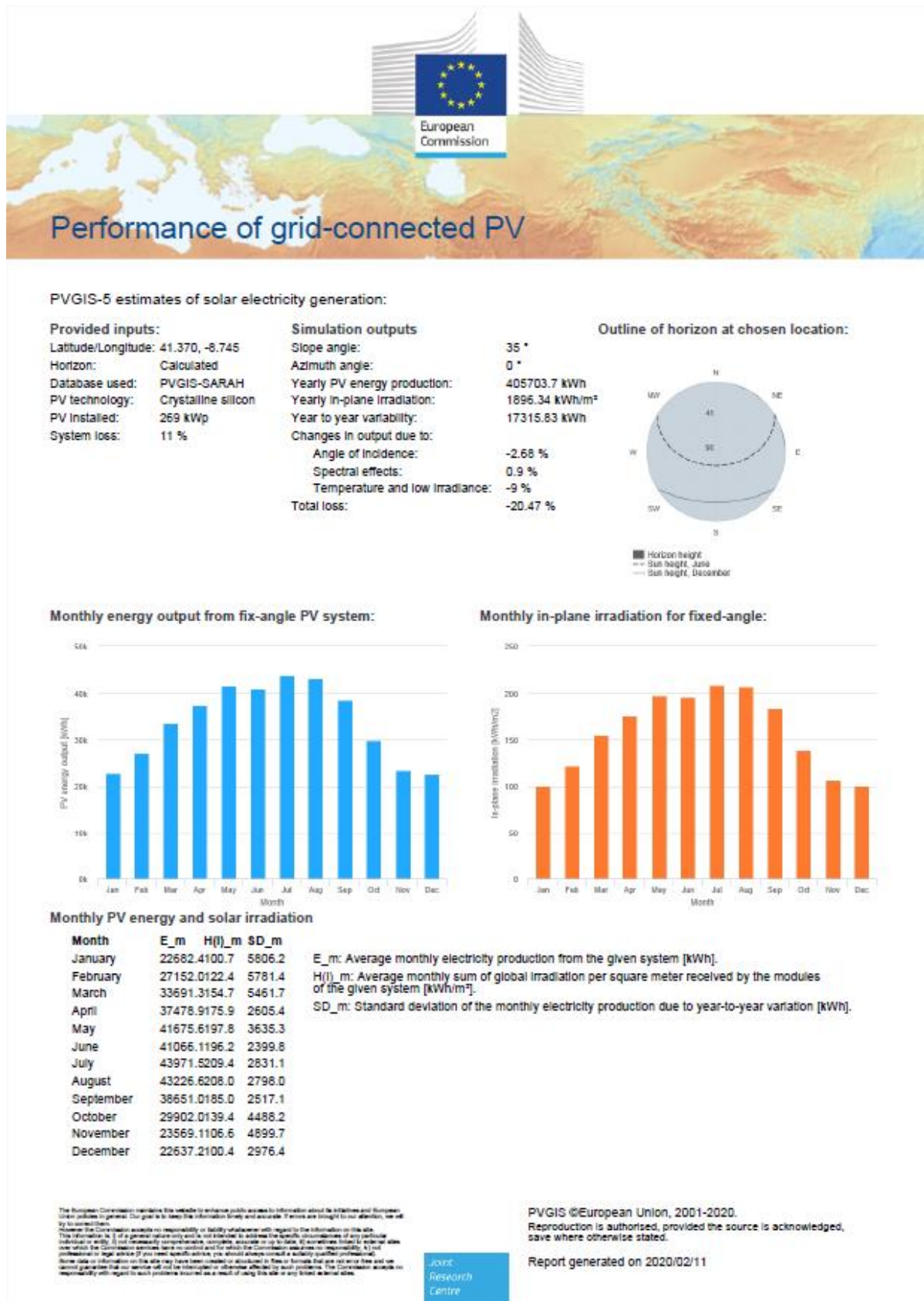
B.3 – Relatório do IES com dados da simulação da instalação com azimute 0°



Project File: ParametricPV_simulação.mit
Sim File: Inst_Ref_Azimute 0.aps 11/Feb/2020
Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	Ext surface incident solar flux (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
	External window	
Date	Inst_Ref_Azimute 0.aps	Inst_Ref_Azimute 0.aps
Jan 01-31	80.58	-19.2089
Feb 01-28	103.67	-24.1981
Mar 01-31	154.21	-35.2827
Apr 01-30	172.86	-39.1459
May 01-31	192.62	-42.9744
Jun 01-30	202.69	-44.4718
Jul 01-31	215.90	-46.7888
Aug 01-31	207.25	-45.0891
Sep 01-30	176.09	-38.8418
Oct 01-31	127.26	-28.9888
Nov 01-30	91.51	-21.3507
Dec 01-31	63.24	-15.0731
Summed total	1787.88	-401.4138

B.4 – Relatório do PVGIS para instalação com azimute 0°



B.5 – Relatório do PVsyst para instalação com azimute 30°

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)		11/02/20	Página 1/8
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação				
Projeto : ViladoConde				
Localização geográfica	Povoação	País	Portugal	
Localização	Latitude	41.37° N	Longitude	-8.74° W
Tempo definido como	Tempo legal	Fuso horário TU	Altitude	19 m
	Albedo	0.20		
Dados meteorológicos:	Povoação	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=63% - Synthetic		
Variante da simulação : INSTALAÇÃO REFERÊNCIA_azimute 30°				
	Data da simulação	11/02/20 18h57		
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Tables on a building		
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	35°	Azimute	30°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	96	Grupos idênticos	
	Esp. Entre sheds	2.30 m	Largura módulos	1.00 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	21.2°	Taxa de ocupação do solo (GCR)	43.6 %
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte			
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)		
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)			
Características do grupo FV				
Módulo FV	Si-poly	Modelo	SRP-280-6PB	
Original PVsyst database		Fabricante	Seraphim	
Número de módulos FV		Em série	20 módulos	Em paralelo 48 strings
Número total de módulos FV		Nr. módulos	960	Potência unitária 280 Wp
Potência global do grupo		Nominal (STC)	269 kWp	Em condições de func. 242 kWp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Ump	581 V	I mpp 418 A
Superfície total		Superfície módulos	1562 m²	Superfície célula 1374 m²
Inversor				
Custom parameters definition		Modelo	SUN2000_36KTL 480Vac	
Características		Fabricante	Huawei Technologies	
	Tensão de funcionamento	200-1000 V	Potência unitária	36.0 kWac
			Potência máx. (=>50°C)	40.0 kWac
Bateria de inversores		N.º de inversores	24 * MPPT 25 %	Potência total 216 kWac
				Rácio Pnom 1.24
Fatores de perda do grupo FV				
Perdas sujidade grupo		Average loss Fraction 1.7 %		
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maio
1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	2.0%
Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.
2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	1.5%
Nov.	Dez.			
1.5%	1.5%			
Fator de perdas térm.		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s
Perdas óhmicas nos cabos		Res. global do grupo	15 mOhm	Fração perdas 0.9 % em STC
Perdas diodo série		Queda de tensão	0.7 V	Fração perdas 0.1 % em STC
LID - "Light Induced Degradation"				Fração perdas 2.5 %
Perdas de qualidade dos módulos				Fração perdas -0.8 %
Perdas de módulos com mismatch				Fração perdas 2.7 % no MPP
Perdas de strings com mismatch				Fração perdas 0.10 %

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)	11/02/20	Página 2/8
--------------	--------------------------	----------	------------

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

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

Correção espectral Modelo FirstSolar, Água precipitável estimada a partir de humidade relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

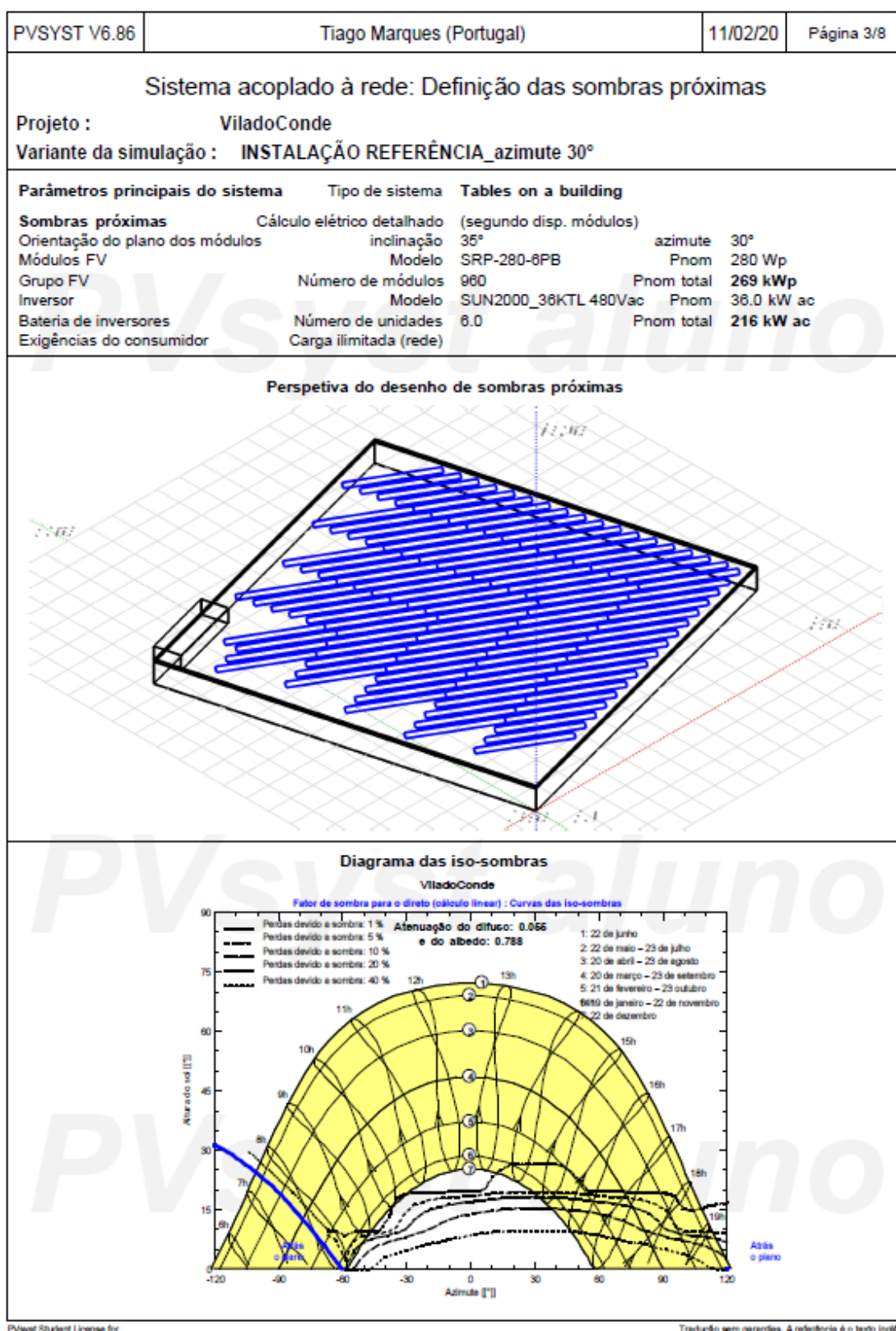
PVsyst aluno

PVsyst aluno

PVsyst aluno

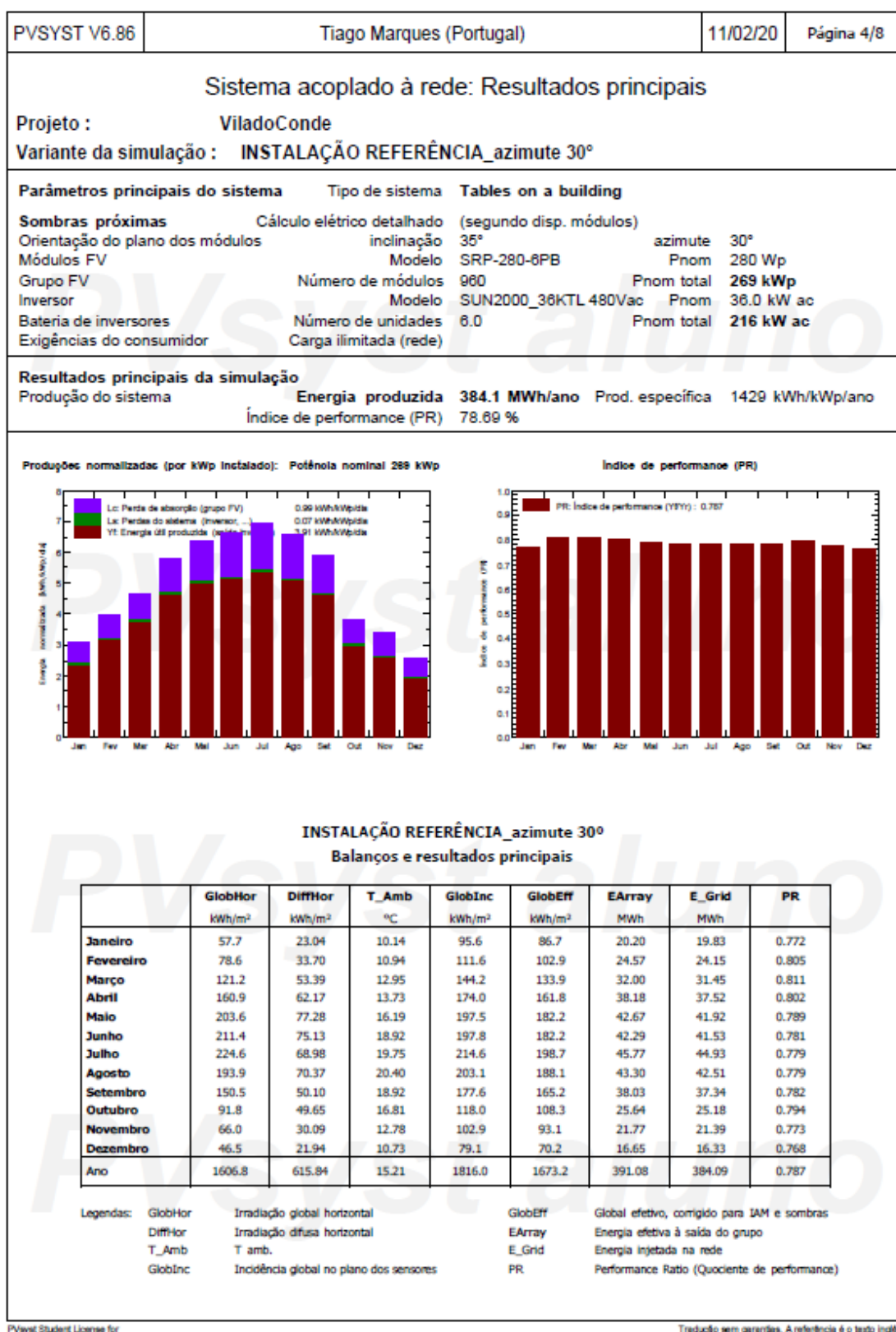
PVsyst aluno

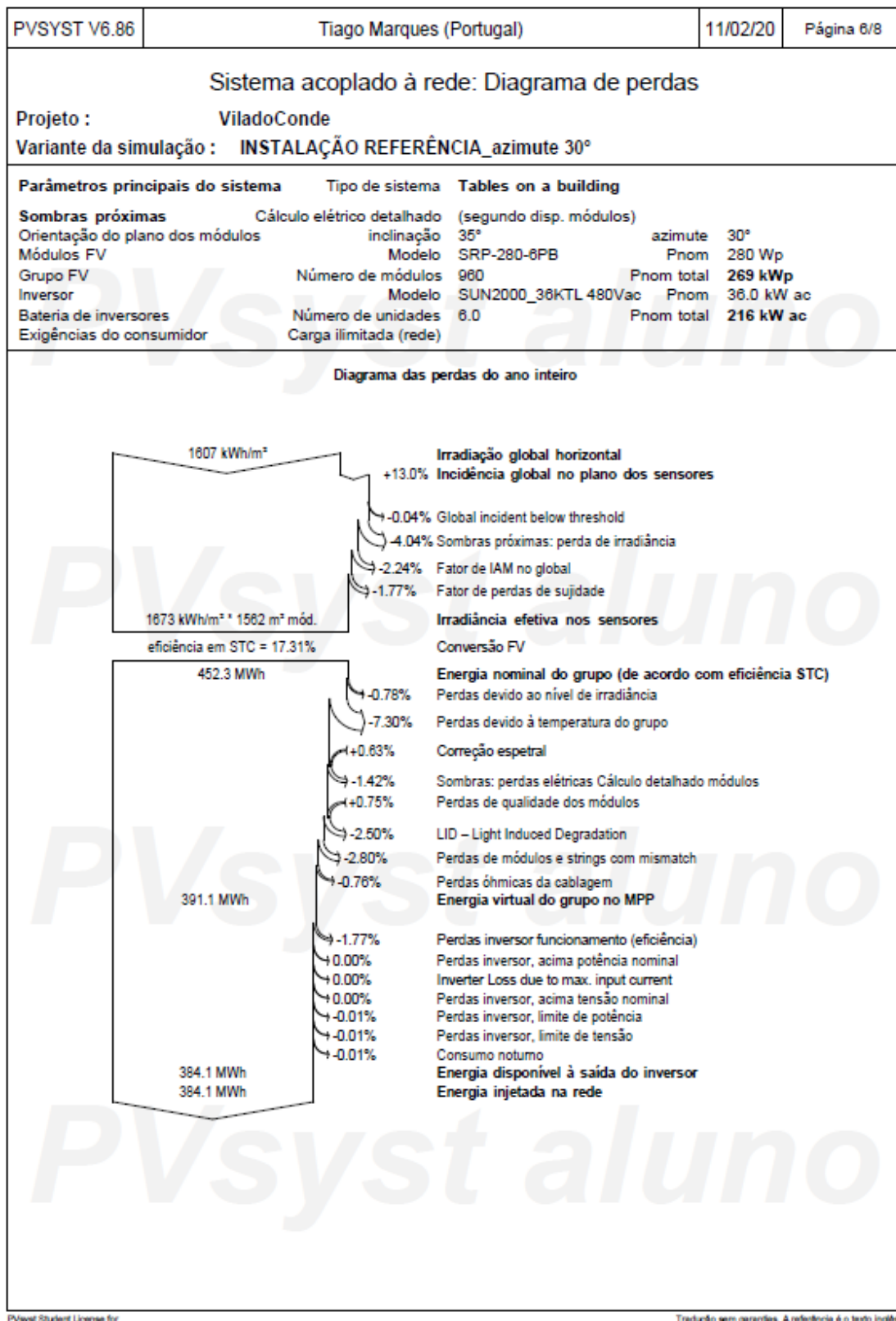
PVsyst Student License for
Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.



PVsyst Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.





B.6 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação com azimute 30°

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	1562			
Eficiência do módulo [%]	0,1731			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1607	-	434504	
Transposição para plano inclinado [%]	13%	56486		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		490990	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,04%	-196	490793	-0,04%
sombras	-4,04%	-19828	470965	-4,04%
IAM	-2,24%	-10550	460416	-2,15%
sujidade	-1,77%	-8149	452266	-1,66%
degradação	0,00%	0	452266	0,00%
irradiância	-0,78%	-3528	448739	-0,72%
temperatura	-7,30%	-32758	415981	-6,67%
qualidade módulos	0,75%	3120	419101	0,64%
corr espectral	0,63%	2640	421741	0,54%
sombras: elect	-1,42%	-5989	415752	-1,22%
LID	-2,50%	-10394	405358	-2,12%
missmatch	-2,80%	-11350	394008	-2,31%
cabos	-0,76%	-2994	391014	-0,61%
inversor: efic	-1,77%	-6921	384093	-1,41%
inversor: pot nominal	-0,01%	-38	384055	-0,01%
consumo noturno inv	-0,01%	-38	384016	-0,01%
indisponibilidade	0,00%	0	384016	0,00%
cabos AC	0,00%	0	384016	0,00%
Total	-24,06%	-106974	384016	-21,79%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-9,00%
Perdas por sombreamento				-5,26%
Perdas de inversor				-1,43%
Perdas do sistema				-6,06%

B.7 – Relatório do IES com dados da simulação da instalação com azimute 30°



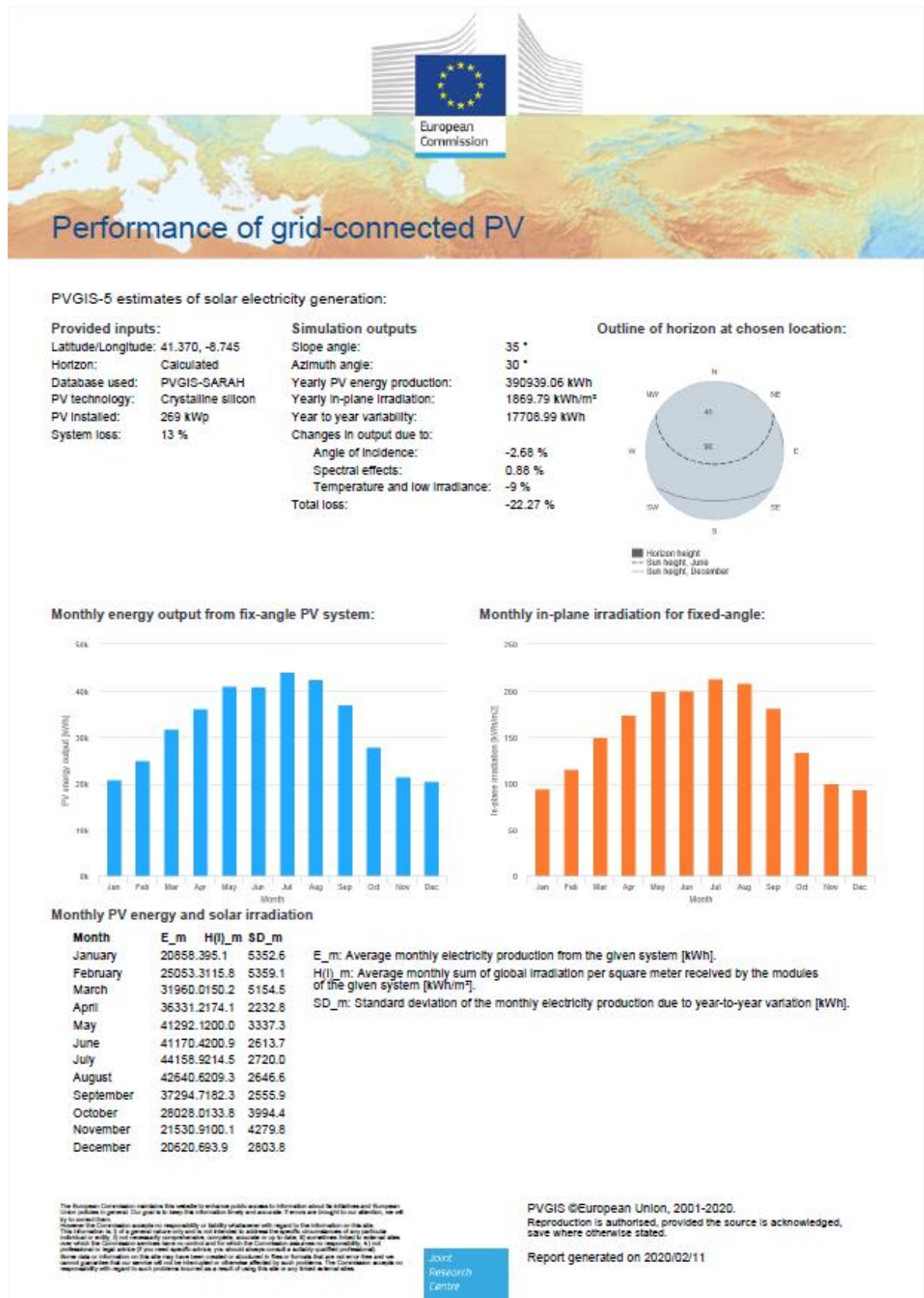
Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: ParametricPV_simulação.mit
Sim File: Inst_Ref_azimute 30.aps 11/Feb/2020
Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	PV generated electricity (MWh)	Ext surface incident solar flux (kWh/m ²)
		External window
Date	Inst_Ref_azimute 30.aps	Inst_Ref_azimute 30.aps
Jan 01-31	-17.2593	74.37
Feb 01-28	-21.9746	95.69
Mar 01-31	-32.7545	144.71
Apr 01-30	-37.3820	166.28
May 01-31	-41.9720	189.53
Jun 01-30	-43.7671	200.78
Jul 01-31	-45.7794	212.55
Aug 01-31	-43.3026	200.39
Sep 01-30	-36.5660	167.30
Oct 01-31	-26.9732	119.99
Nov 01-30	-19.5877	85.43
Dec 01-31	-13.6842	58.85
Summed total	-381.0028	1715.86

B.8 – Relatório do PVGIS para instalação com azimute 30°



B.9 – Relatório do PVsyst para Instalação com Azimute 90° e inclinação a 5°

PVSYST V6.84		19/02/20		Page 1/8	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		ViladoConde			
Geographical Site		Povoação		Country	Portugal
Situation		Latitude 41.37° N		Longitude	-8.74° W
Time defined as		Legal Time		Time zone	UT
		Albedo 0.20		Altitude	19 m
Meteo data:		Povoação		Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=63% - Synthetic	
Simulation variant :		INSTALAÇÃO REFERÊNCIA_azimute 90°_inclinação 5°			
		Simulation date		29/01/20 15h12 (version 6.86)	
Simulation parameters		System type		Tables on a building	
Collector Plane Orientation		Tilt 5°		Azimuth	90°
Sheds configuration		Nb. of sheds 48		Identical arrays	
		Sheds spacing 2.30 m		Collector width	1.00 m
Shading limit angle		Limit profile angle 3.8°		Ground cov. Ratio (GCR)	43.6 %
Models used		Transposition		Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
User's needs :		Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	SRP-280-6PB	
Original PVsyst database		Manufacturer	Seraphim		
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	48 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	960	Unit Nom. Power	280 Wp
Array global power		Nominal (STC)	269 kWp	At operating cond.	242 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	581 V	I mpp	418 A
Total area		Module area	1562 m²		
Inverter		Model	SUN2000_36KTL 480Vac		
Custom parameters definition		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	36.0 kWac
				Max. power (=>50°C)	40.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	24 * MPPT 25 %	Total Power	216 kWac
				Pnom ratio	1.24
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses		Average loss Fraction 1.7 %			
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.
		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
		May	June	July	Aug.
		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
		Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
		2.0%	1.5%	1.5%	1.5%
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	15 mOhm	Loss Fraction	0.9 % at STC
Serie Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction	2.5 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	0.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %

PVSYST V6.84		19/02/20	Page 2/8
--------------	--	----------	----------

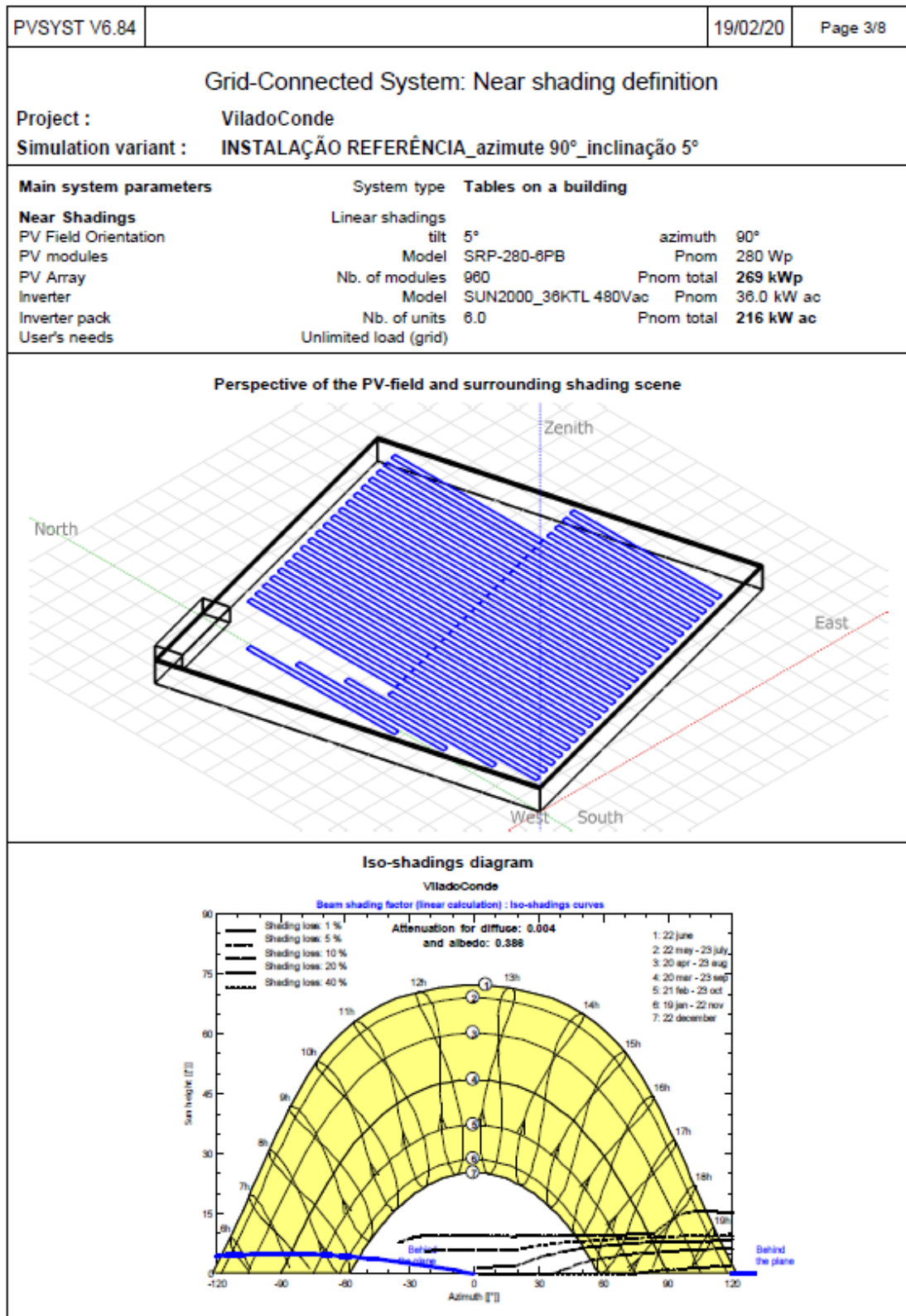
Grid-Connected System: Simulation parameters

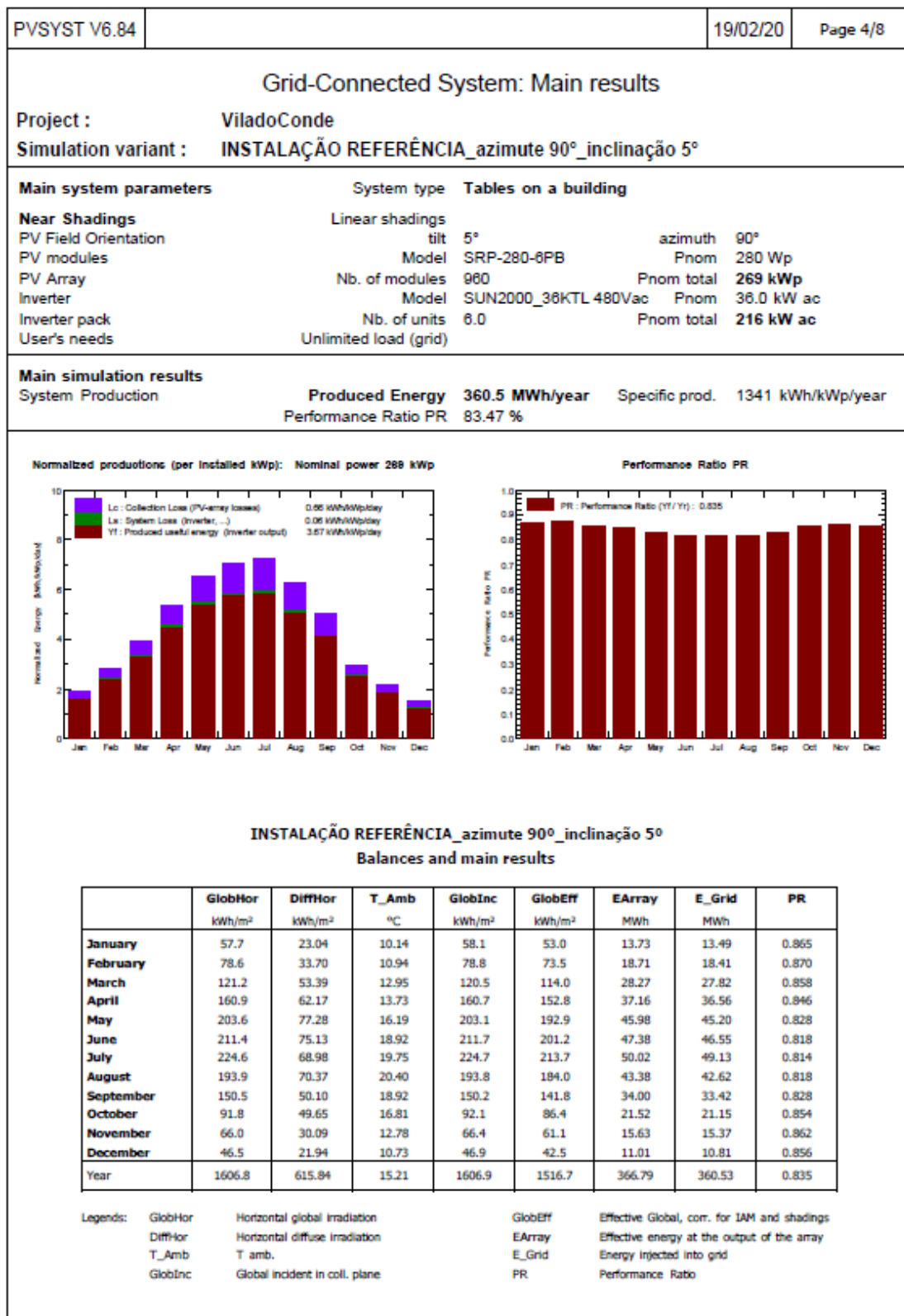
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

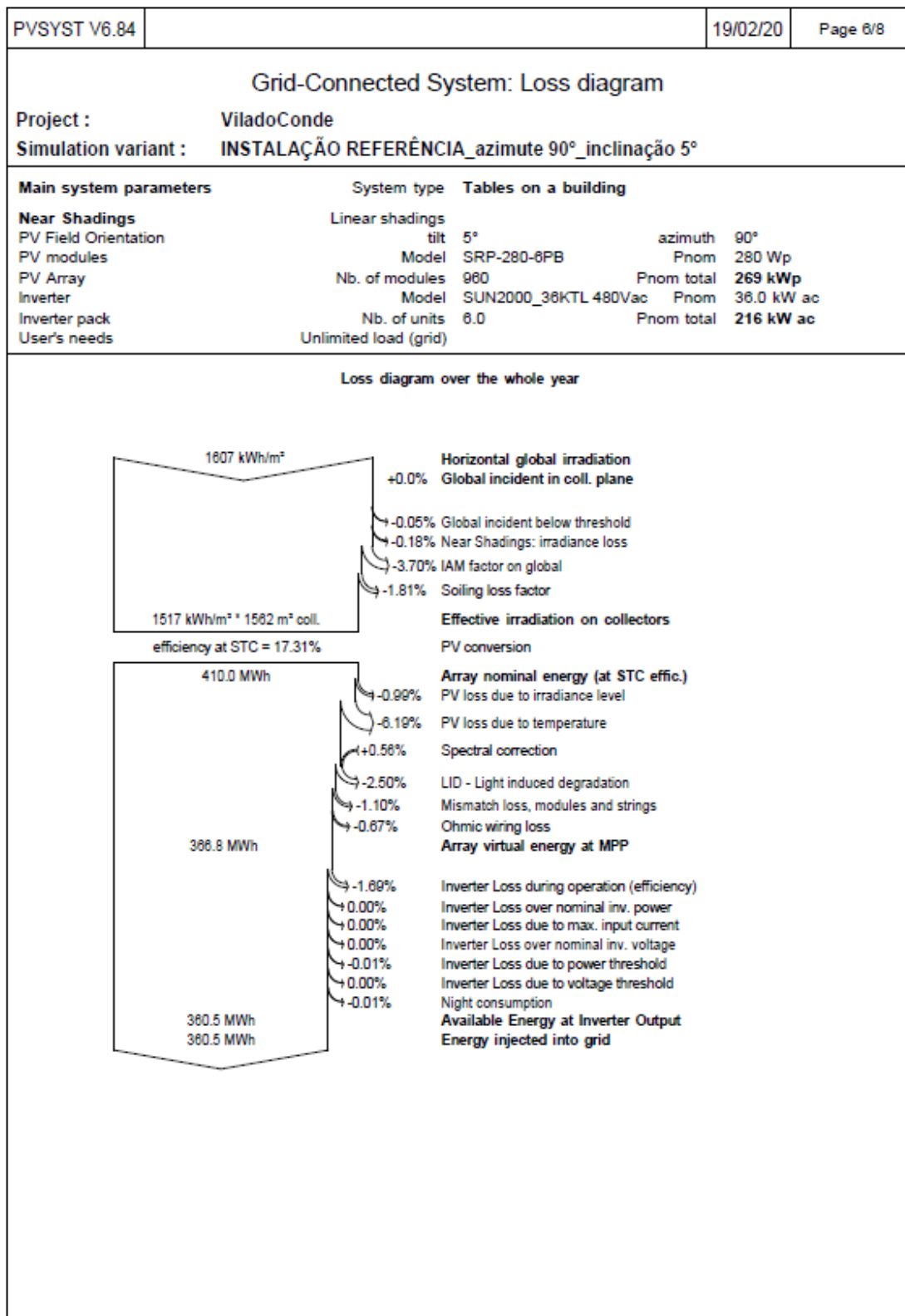
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Spectral correction FirstSolar model

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0







B.11 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação com azimute 90° e inclinação de 5°

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	1562			
Eficiência do módulo [%]	0,1731			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1607	-	434504	
Transposição para plano inclinado [%]	0%	0		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		434504	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,05%	-217	434287	-0,05%
sombras	-0,18%	-782	433505	-0,18%
IAM	-3,70%	-16040	417466	-3,69%
sujidade	-1,81%	-7556	409909	-1,74%
degradação	0,00%	0	409909	0,00%
irradiância	-0,99%	-4058	405851	-0,93%
temperatura	-6,19%	-25122	380729	-5,78%
qualidade módulos	0,00%	0	380729	0,00%
corr espectral	0,56%	2132	382861	0,49%
sombras: elect	0,00%	0	382861	0,00%
LID	-2,50%	-9572	373290	-2,20%
misssmatch	-1,10%	-4106	369183	-0,95%
cabos	-0,67%	-2474	366710	-0,57%
inversor: efic	-1,69%	-6197	360513	-1,43%
inversor: pot nominal	-0,01%	-36	360476	-0,01%
consumo notruno inv	-0,01%	-36	360440	-0,01%
indisponibilidade	0,00%	0	360440	0,00%
cabos AC	0,00%	0	360440	0,00%
Total	-18,34%	-74064	360440	-17,05%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-9,92%
Perdas por sombreamento				-0,18%
Perdas de inversor				-1,44%
Perdas do sistema				-5,46%

B.11 – Relatório do PVsyst para instalação com inclinação de 5°

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)				11/02/20	Página 1/8
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação						
Projeto :		ViladoConde				
Localização geográfica		Povoação		País	Portugal	
Localização		Latitude	41.37° N	Longitude	-8.74° W	
Tempo definido como		Tempo legal	Fuso horário TU	Altitude	19 m	
		Albedo	0.20			
Dados meteorológicos:		Povoação	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=63% - Synthetic			
Variante da simulação : INSTALAÇÃO REFERÊNCIA_inclinação 5°						
		Data da simulação	11/02/20 17h29			
Parâmetros da simulação		Tipo de sistema	Tables on a building			
Orientação do plano dos módulos		Inclinação	5°	Azimute	-15°	
Configuração dos sheds		Nr. de sheds	56	Grupos idênticos		
		Esp. Entre sheds	2.30 m	Largura módulos	1.00 m	
Ângulo limite das sombras		Ângulo de perfil limite	3.83		Baixa de ocupação do solo (GCR) 43.6 %	
Modelos utilizados		Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte		Sem horizonte				
Sombras próximas		Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)			
Exigências do consumidor :		Carga ilimitada (rede)				
Características do grupo FV						
Módulo FV		Si-poly	Modelo	SRP-280-6PB		
Original PVsyst database			Fabricante	Seraphim		
Número de módulos FV			Em série	20 módulos	Em paralelo	56 strings
Número total de módulos FV			Nr. módulos	1120	Potência unitária	280 Wp
Potência global do grupo			Nominal (STC)	314 kWp	Em condições de func.	283 kWp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)			Ump	581 V	I mpp	487 A
Superfície total			Superfície módulos	1822 m²	Superfície célula	1803 m²
Inversor						
Custom parameters definition			Modelo	SUN2000_36KTL 480Vac		
			Fabricante	Huawei Technologies		
Características			Tensão de funcionamento	200-1000 V	Potência unitária	36.0 kWac
					Potência máx. (=>50°C)	40.0 kWac
Bateria de inversores			N.º de inversores	28 * MPPT 25 %	Potência total	252 kWac
					Rácio Pnom	1.24
Fatores de perda do grupo FV						
Perdas sujidade grupo		Average loss Fraction				1.7 %
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.
	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	2.0%	2.0%
	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
	2.0%	2.0%	2.0%	1.5%	1.5%	1.5%
Fator de perdas térm.		Uc (const.)		20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s	
Perdas ôhmicas nos cabos		Res. global do grupo		14 mOhm	Fração perdas 1.1 % em STC	
Perdas diodo série		Queda de tensão		0.7 V	Fração perdas 0.1 % em STC	
LID - "Light Induced Degradation"					Fração perdas 2.5 %	
Perdas de qualidade dos módulos					Fração perdas -0.8 %	
Perdas de módulos com mismatch					Fração perdas 2.7 % no MPP	
Perdas de strings com mismatch					Fração perdas 0.10 %	

PVsyst Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

PVSYST V6.86

Tiago Marques (Portugal)

11/02/20

Página 2/8

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (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

Correção espectral

Modelo FirstSolar. Água precipitável estimada a partir de humidade relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

PVsyst aluno

PVsyst aluno

PVsyst aluno

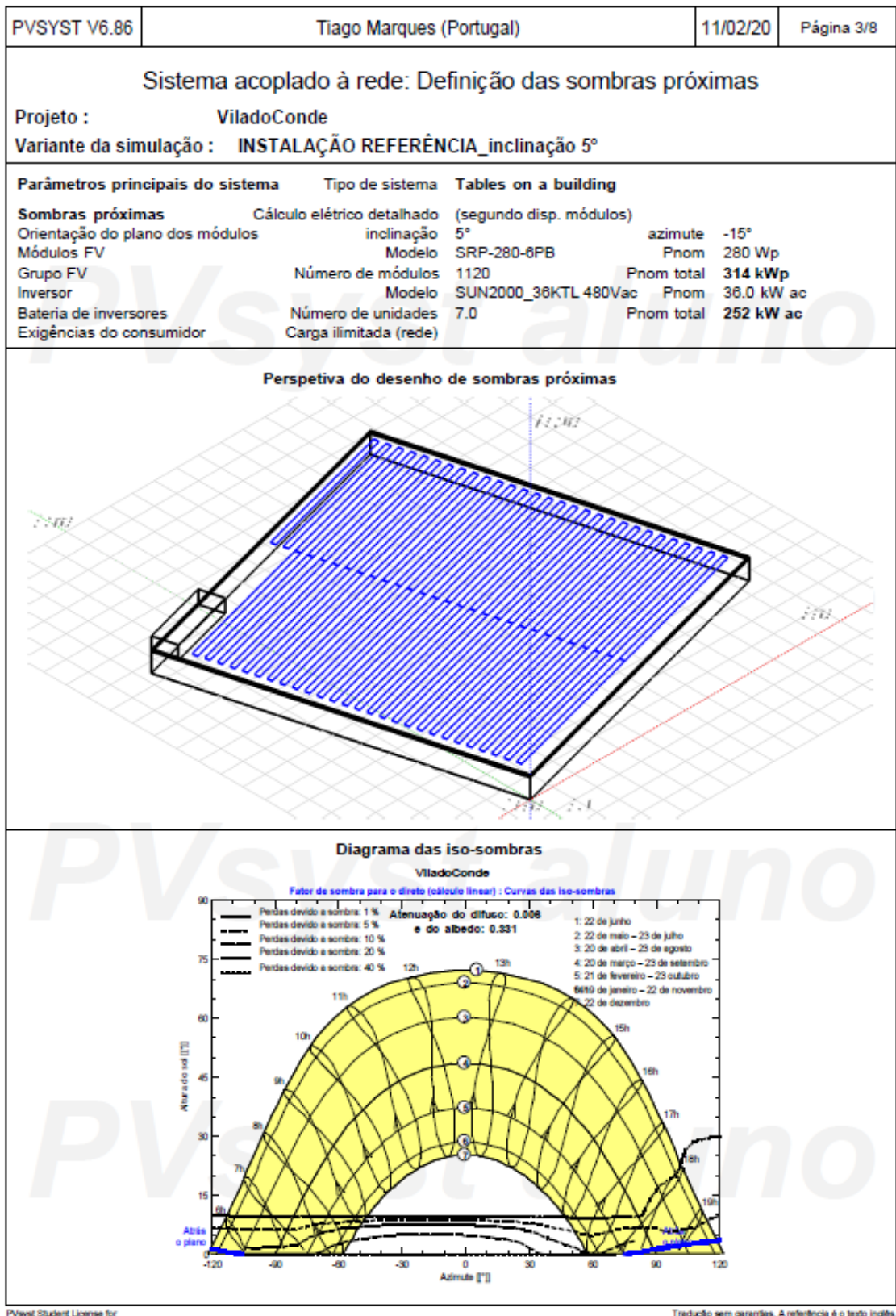
PVsyst aluno

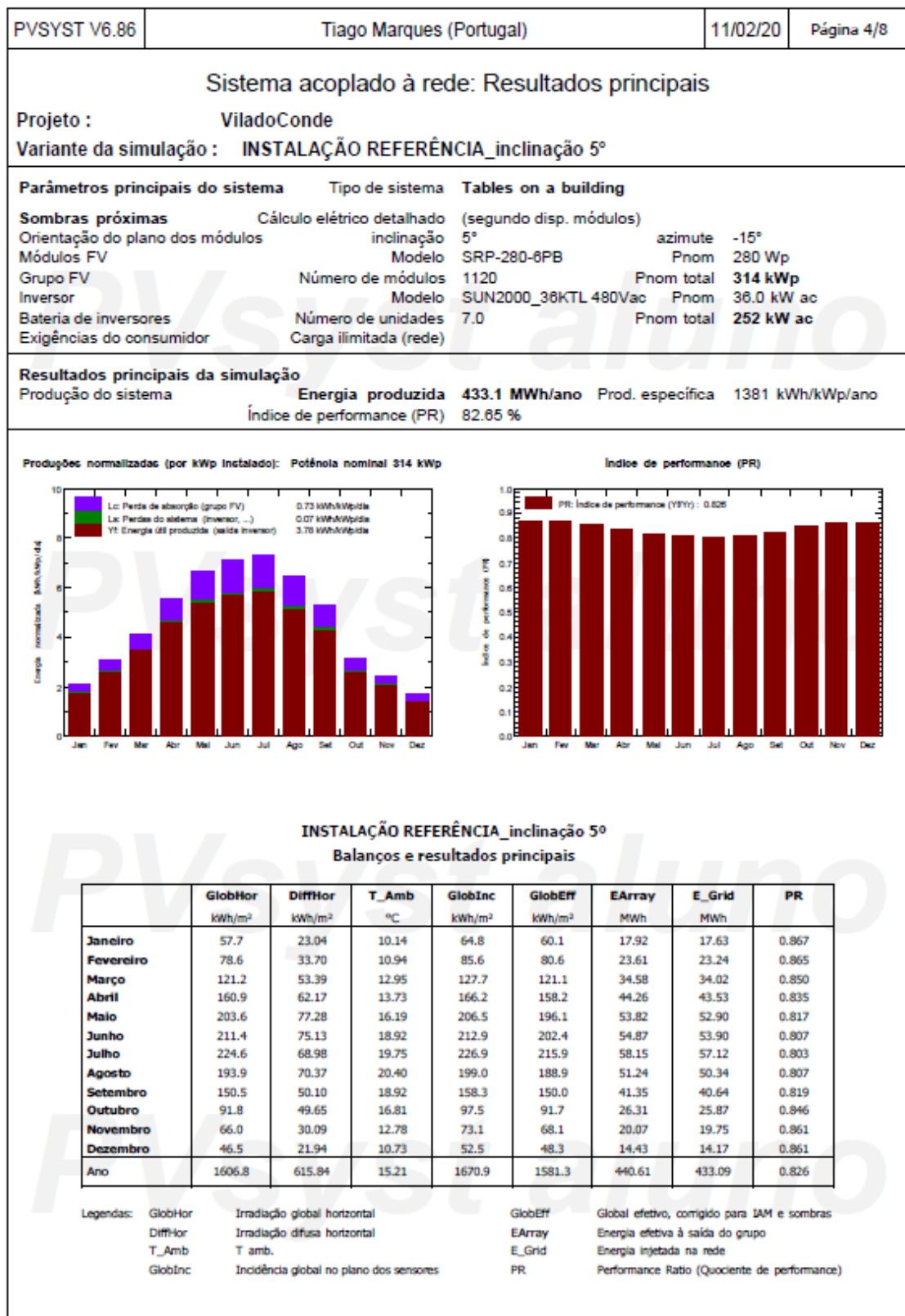
PVsyst Student License for

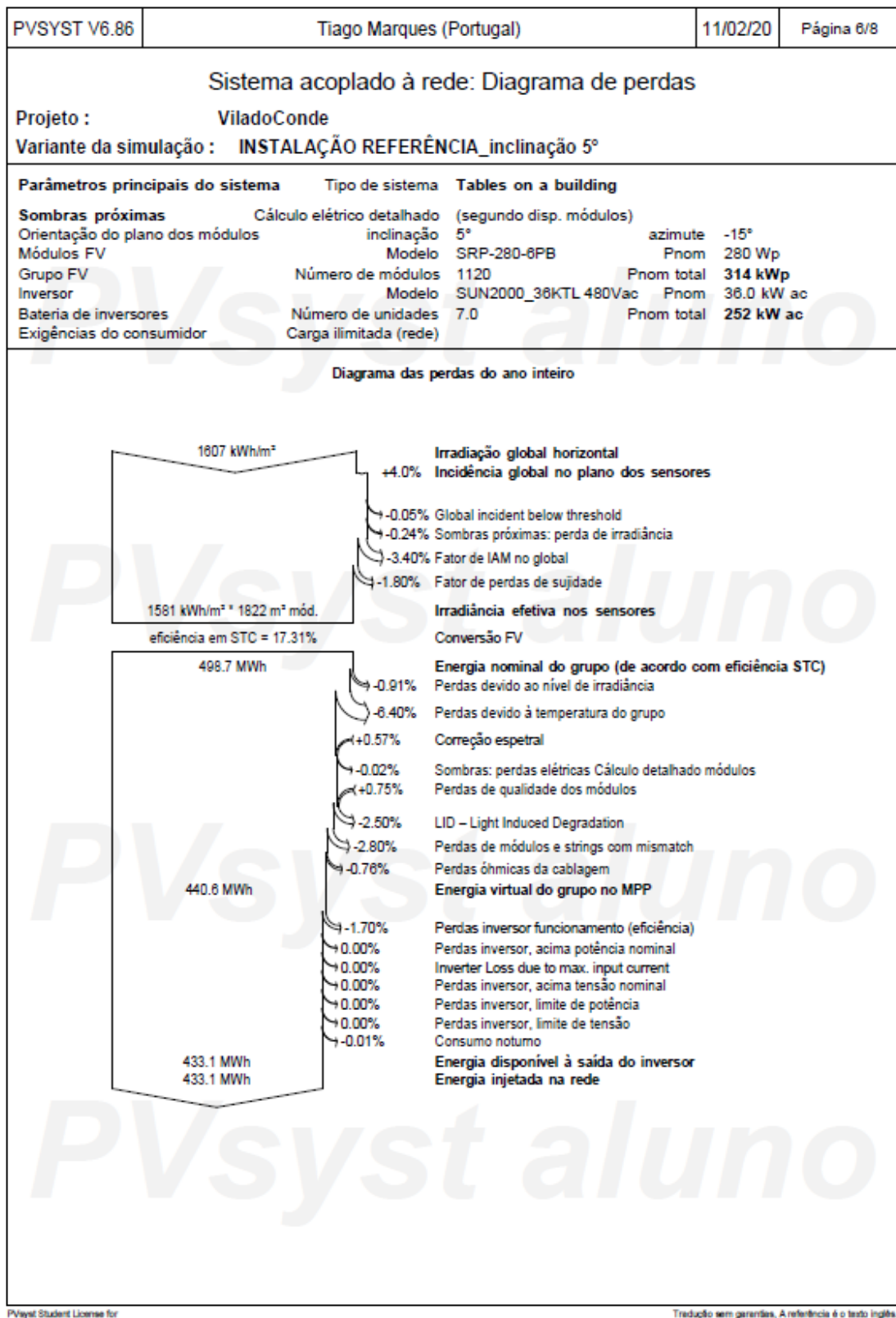
Tradução sem permissões. A referência é o texto original

PVsynt Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.







B.12 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação com inclinação de 5°

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m²]	1822			
Eficiência do módulo [%]	0,1731			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m²]	1607	-	506829	
Transposição para plano inclinado [%]	4%	20273		
Irrad. Global Incidente [kWh/m²]	-		527102	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,05%	-264	526838	-0,05%
sombras	-0,24%	-1264	525574	-0,24%
IAM	-3,40%	-17870	507705	-3,39%
sujidade	-1,80%	-9139	498566	-1,73%
degradação	0,00%	0	498566	0,00%
irradiância	-0,91%	-4537	494029	-0,86%
temperatura	-6,40%	-31618	462411	-6,00%
qualidade módulos	0,75%	3468	465879	0,66%
corr espectral	0,57%	2656	468535	0,50%
sombras: elect	-0,02%	-94	468441	-0,02%
LID	-2,50%	-11711	456730	-2,22%
missmatch	-2,80%	-12788	443941	-2,43%
cabos	-0,76%	-3374	440568	-0,64%
inversor: efic	-1,70%	-7490	433078	-1,42%
inversor: pot nominal	0,00%	0	433078	0,00%
consumo notruno inv	-0,01%	-43	433035	-0,01%
indisponibilidade	0,00%	0	433035	0,00%
cabos AC	0,00%	0	433035	0,00%
Total	-19,27%	-94067	433035	-17,85%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-9,75%
Perdas por sombreamento				-0,26%
Perdas de inversor				-1,43%
Perdas do sistema				-6,36%

B.13 – Relatório do IES com dados da simulação da instalação com inclinação de 5°



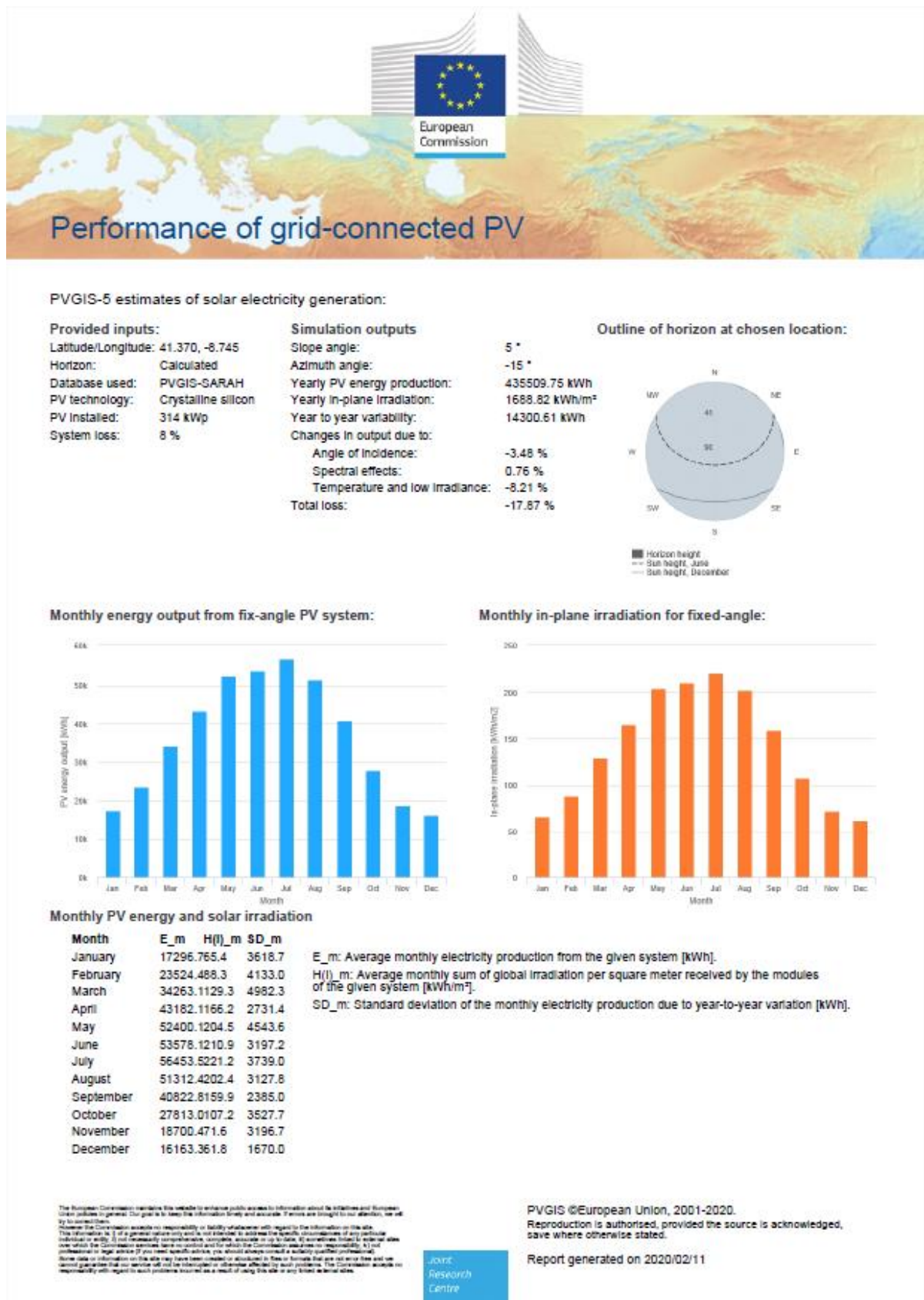
Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: ParametricPV_simulação.mit
Sim File: Inst_Ref_tilt 5.aps 11/Feb/2020
Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	Ext surface incident solar flux (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
	External window	
Date	Inst_Ref_tilt 5.aps	Inst_Ref_tilt 5.aps
Jan 01-31	58.62	-15.8007
Feb 01-28	80.32	-21.7254
Mar 01-31	132.09	-35.8953
Apr 01-30	164.28	-44.8110
May 01-31	201.41	-54.3288
Jun 01-30	221.79	-58.8945
Jul 01-31	231.31	-60.7419
Aug 01-31	203.49	-53.5847
Sep 01-30	153.40	-40.3885
Oct 01-31	102.33	-27.2419
Nov 01-30	66.41	-17.5722
Dec 01-31	46.25	-12.4091
Summed total	1661.69	-443.3941

B.14 – Relatório do PVGIS para instalação com inclinação de 5°



ANEXO C - Dados do estudo das ferramentas usando o mesmo ficheiro climático

C.1 – Dados comparativos das simulações com ficheiros climáticos diferentes

Tabela C.1 - Resumo das simulações com ficheiros climáticos diferentes

	PVsyst METEONORM	IESve SCE	PVGIS SARAH (TMY)
Irradiação global horizontal [kWh/m ²]	1607	1636	1586
Irradiação global horizontal [kWh/m ²]	616	605	588
Temperatura ambiente [°C]	15,2	-	15,4
Irradiação incidente no plano dos módulos [kWh/m ²]	1847	1792	1870
Potência nominal global [kWp]	314	314	314
Produção anual [MWh]	462	468	462
Erro absoluto [MWh]	-	7	0
Erro relativo [%]	-	1,4%	0,0%
Índice de desempenho global [%]	80,4%	83,3%	78,7%

C.2 – Dados comparativos das simulações com ficheiro climático idêntico

Tabela C.2 – Resumo das simulações realizadas com o mesmo ficheiro climático

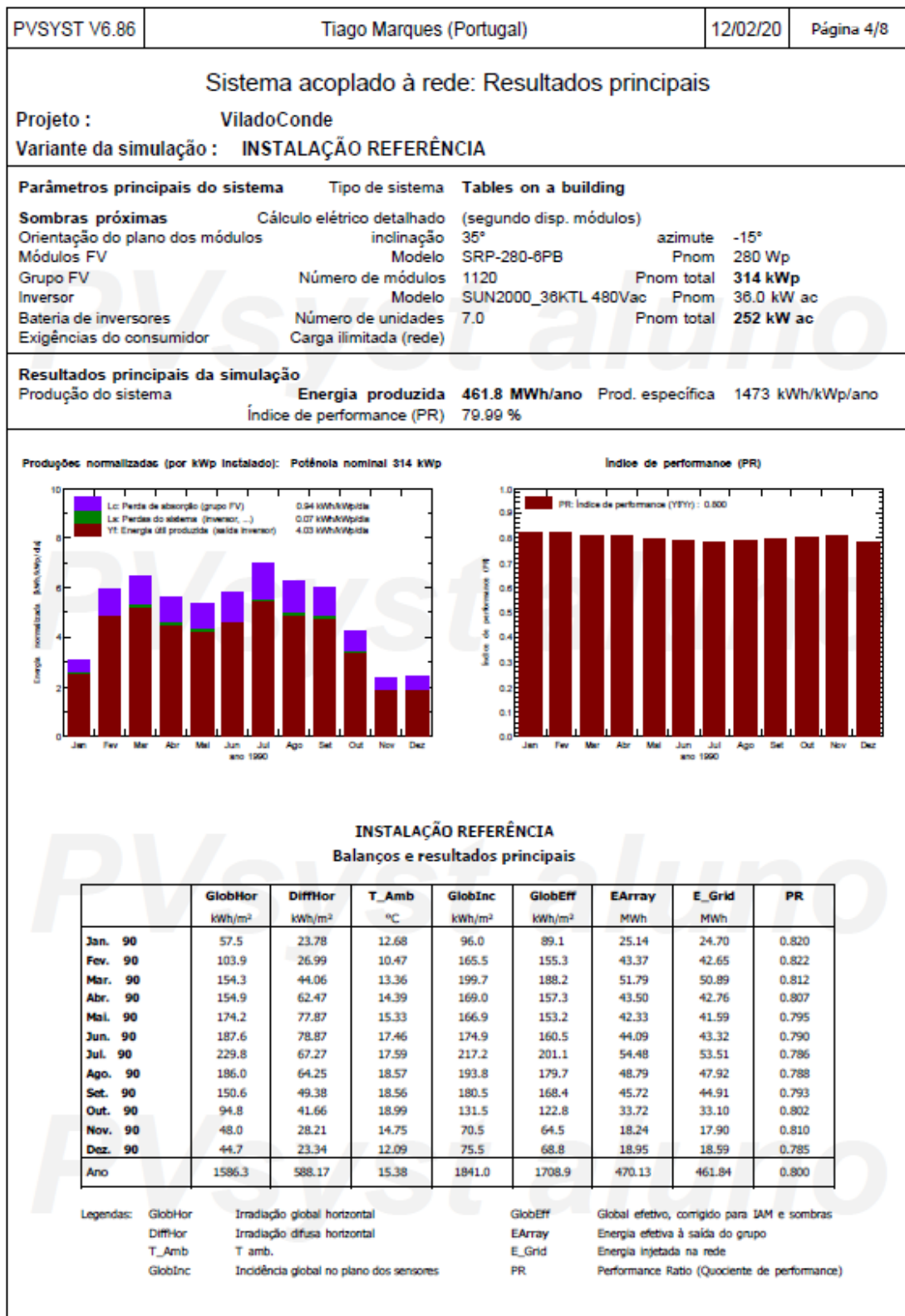
	PVsyst	IESve	PVGIS
Irradiação global horizontal [kWh/m ²]	1586	1586	1586
Irradiação global horizontal [kWh/m ²]	588	588	588
Temperatura ambiente [°C]	15,4	-	15,4
Irradiação incidente no plano dos módulos [kWh/m ²]	1841	1790	1870
Potência nominal global [kWp]	314	314	314
Produção anual [MWh]	462	473	462
Erro absoluto [MWh]	-	11	0
Erro relativo [%]	-	2,4%	0,0%
Índice de desempenho global [%]	80,0%	84,1%	78,7%

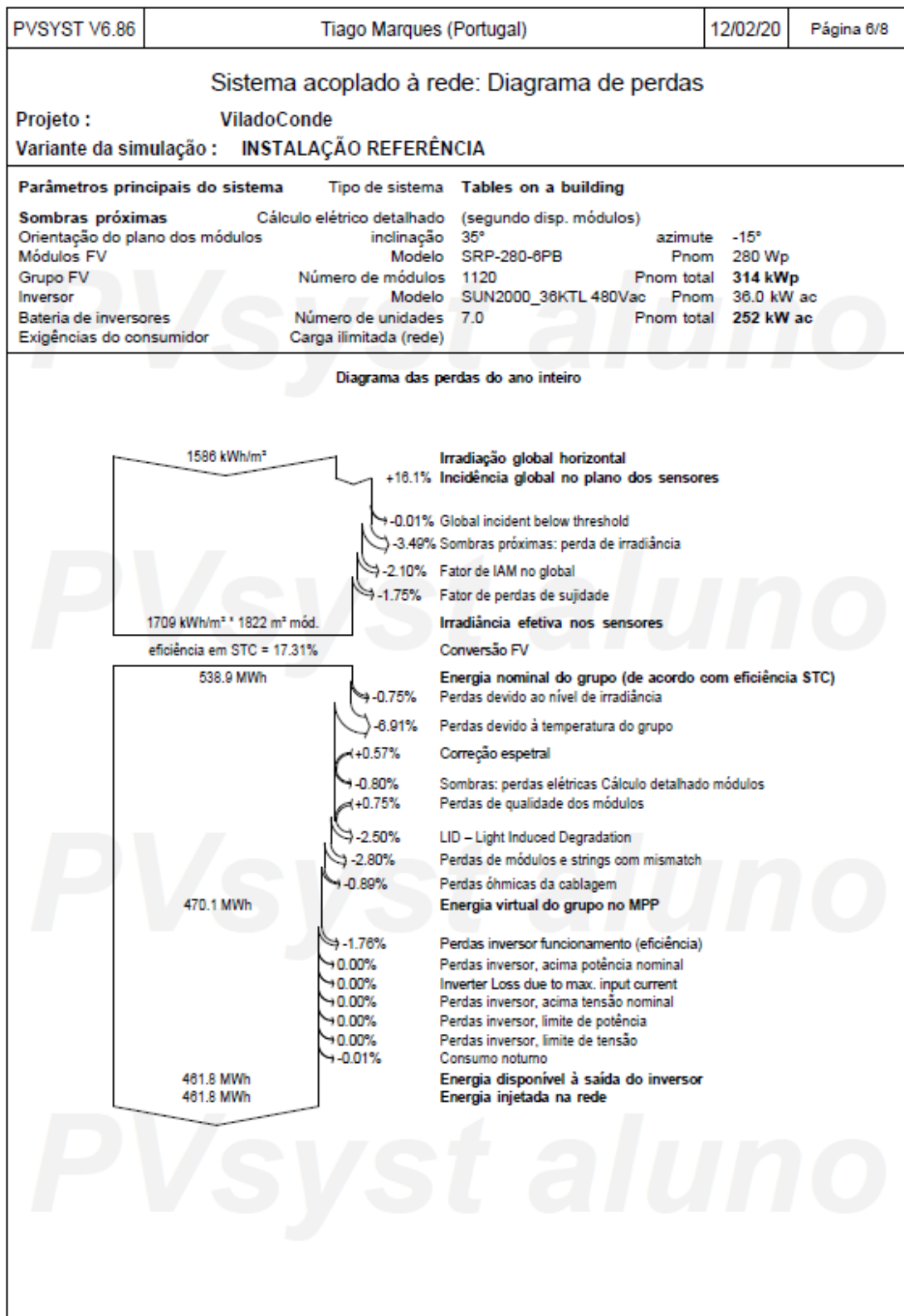
C.3 – Relatório do PVsyst para a simulação com o ficheiro climático importado do PVGIS

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)				12/02/20		Página 1/8																
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação																							
Projeto :		ViladoConde																					
Localização geográfica		Povoação			País		Portugal																
Localização		Latitude		41.37° N		Longitude		-8.74° W															
Tempo definido como		Tempo legal		Fuso horário TU		Altitude		19 m															
		Albedo		0.20																			
Dados meteorológicos:		Povoação		PVGIS - TMY																			
Variante da simulação : INSTALAÇÃO REFERÊNCIA																							
				Data da simulação		12/02/20 15h11																	
Parâmetros da simulação		Tipo de sistema		Tables on a building																			
Orientação do plano dos módulos		Inclinação		35°		Azimute		-15°															
Configuração dos sheds		Nr. de sheds		56		Grupos idênticos																	
		Esp. Entre sheds		2.30 m		Largura módulos		1.00 m															
Ângulo limite das sombras		Ângulo de perfil limite		27.2°		Área de ocupação do solo (GCR)		43.6 %															
Modelos utilizados		Transposição		Perez		Difuso		Importado															
Horizonte		Sem horizonte																					
Sombras próximas		Cálculo elétrico detalhado		(segundo disp. módulos)																			
Exigências do consumidor :		Carga ilimitada (rede)																					
Características do grupo FV																							
Módulo FV		Si-poly		Modelo		SRP-280-6PB																	
Original PVsyst database				Fabricante		Seraphim																	
Número de módulos FV				Em série		20 módulos		Em paralelo 56 strings															
Número total de módulos FV				Nr. módulos		1120		Potência unitária 280 Wp															
Potência global do grupo				Nominal (STC)		314 kWp		Em condições de func. 283 kWp (50°C)															
Características de funcionamento do grupo (50°C)				Ump		581 V		Imp 487 A															
Superfície total				Superfície módulos		1822 m²		Superfície célula 1803 m²															
Inversor				Modelo		SUN2000_36KTL 480Vac																	
Custom parameters definition				Fabricante		Huawei Technologies																	
Características		Tensão de funcionamento		200-1000 V		Potência unitária		36.0 kWac															
						Potência máx. (=>50°C)		40.0 kWac															
Bateria de inversores		N.º de inversores		28 * MPPT 25 %		Potência total		252 kWac															
						Rácio Pnom		1.24															
Fatores de perda do grupo FV																							
Perdas sujidade grupo				Average loss Fraction					1.7 %														
Jan.		Fev.		Mar.		Abr.		Mai.		Jun.		Jul.		Ago.		Set.		Out.		Nov.		Dez.	
1.5%		1.5%		1.5%		1.5%		2.0%		2.0%		2.0%		2.0%		2.0%		1.5%		1.5%		1.5%	
Fator de perdas térm.				Uc (const.)				20.0 W/m²K				Uv (vento)				0.0 W/m²K / m/s							
Perdas ôhmicas nos cabos				Res. global do grupo				14 mOhm				Fração perdas				1.1 % em STC							
Perdas diodo série				Queda de tensão				0.7 V				Fração perdas				0.1 % em STC							
LID - "Light Induced Degradation"												Fração perdas				2.5 %							
Perdas de qualidade dos módulos												Fração perdas				-0.8 %							
Perdas de módulos com mismatch												Fração perdas				2.7 % no MPP							
Perdas de strings com mismatch												Fração perdas				0.10 %							

PVsyst Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.





C.4 – Relatórios da simulação do IESve com o ficheiro climático importado do PVGIS



Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: CNT_VC_NOVO_METEO_PVGIS_TMY.mit

Sim File: Inst_Ref_METEO_PVGIS_TMY.aps 12/Feb/2020

Weather File: CNT_VC_WEATHER_FILE.epw

	Ext surface incident solar flux (kWh/m ²)	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
	External window			
Date	Inst_Ref_METEO_PVGIS_TMY.aps	CNT_VC_WEATHER_FILE.epw	CNT_VC_WEATHER_FILE.epw	Inst_Ref_METEO_PVGIS_TMY.aps
Jan 01-31	90.48	57.26	23.78	-24.8816
Feb 01-28	155.93	101.70	26.99	-42.3233
Mar 01-31	192.73	151.94	44.06	-51.0414
Apr 01-30	165.11	153.37	62.47	-43.5679
May 01-31	167.52	175.27	77.87	-44.0424
Jun 01-30	173.91	186.93	78.87	-45.2629
Jul 01-31	217.97	230.56	67.27	-56.3925
Aug 01-31	190.97	184.81	64.25	-49.4747
Sep 01-30	177.59	150.35	49.38	-46.2726
Oct 01-31	123.08	92.44	41.66	-32.4637
Nov 01-30	65.55	47.75	28.22	-17.8685
Dec 01-31	69.18	44.31	23.34	-19.2648
Summed total	1790.03	1576.70	588.17	-472.8564

ANEXO D - Dados do estudo das ferramentas para vários cenários de sombreamento

D.1 – Relatório do PVsyst para cenário com sombreamento externo

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)		11/02/20	Página 1/7
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação				
Projeto : ViladoConde				
Localização geográfica	Povoação	País Portugal		
Localização	Latitude	41.37° N	Longitude	-8.74° W
Tempo definido como	Tempo legal	Fuso horário TU	Altitude	19 m
	Albedo	0.20		
Dados meteorológicos:	Povoação	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=63% - Synthetic		
Variante da simulação : INSTALAÇÃO REFERÊNCIA c/ sombra				
	Data da simulação	11/02/20 15h53		
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Tables on a building		
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	35°	Azimute	-15°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	56	Grupos idênticos	
	Esp. Entre sheds	2.30 m	Largura módulos	1.00 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	2.25°	Taxa de ocupação do solo (GCR)	43.6 %
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte			
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)		
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)			
Características do grupo FV				
Módulo FV	Si-poly	Modelo	SRP-280-6PB	
Original PVsyst database		Fabricante	Seraphim	
Número de módulos FV		Em série	20 módulos	Em paralelo 56 strings
Número total de módulos FV		Nr. módulos	1120	Potência unitária 280 Wp
Potência global do grupo		Nominal (STC)	314 kWp	Em condições de func. 283 kWp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Umpp	581 V	I mpp 487 A
Superfície total		Superfície módulos	1822 m²	Superfície célula 1803 m²
Inversor				
Custom parameters definition		Modelo	SUN2000_36KTL 480Vac	
		Fabricante	Huawei Technologies	
Características	Tensão de funcionamento	200-1000 V	Potência unitária	36.0 kWac
			Potência máx. (>50°C)	40.0 kWac
Bateria de inversores	N.º de inversores	28 * MPPT 25 %	Potência total	252 kWac
			Rácio Pnom	1.24
Fatores de perda do grupo FV				
Perdas sujidade grupo	Average loss Fraction			1.7 %
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.
	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	May.	Jun.	Jul.	Ago.
	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Sep.	Out.	Nov.	Dez.
	2.0%	1.5%	1.5%	1.5%
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	14 mOhm	Fração perdas	1.1 % em STC
Perdas diodo série	Queda de tensão	0.7 V	Fração perdas	0.1 % em STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fração perdas	2.5 %
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas	-0.8 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas	2.7 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas	0.10 %

PVSYST V6.86

Tiago Marques (Portugal)

11/02/20

Página 2/7

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

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

Correção espectral

Modelo FirstSolar, Água precipitável estimada a partir de humidade relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

PVsyst aluno

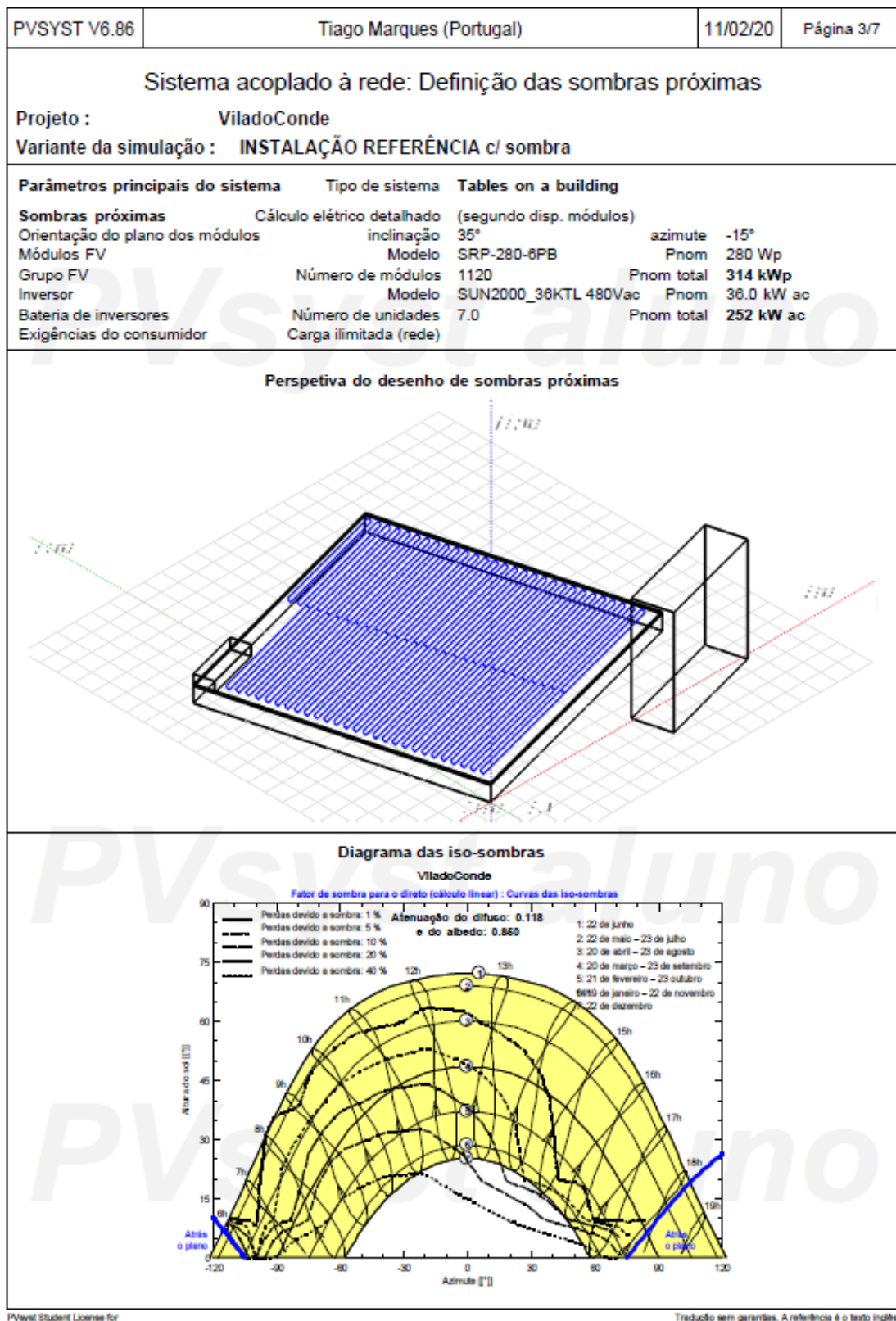
PVsyst aluno

PVsyst aluno

PVsyst aluno

PVsynt Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto incluído



PVSYST V6.86 **Tiago Marques (Portugal)** **11/02/20** **Página 4/7**

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : ViladoConde
Variante da simulação : INSTALAÇÃO REFERÊNCIA c/ sombra

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	35°	azimute -15°
Módulos FV	Modelo	SRP-280-6PB	Pnom 280 Wp
Grupo FV	Número de módulos	1120	Pnom total 314 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000_36KTL 480Vac	Pnom 36.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	7.0	Pnom total 252 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Resultados principais da simulação

Produção do sistema	Energia produzida 421.3 MWh/ano	Prod. específica 1343 kWh/kWp/ano	
	Índice de performance (PR) 72.72 %		

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 314 kWp

Índice de performance (PR)

INSTALAÇÃO REFERÊNCIA c/ sombra

Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	57.7	23.04	10.14	98.2	76.7	19.97	19.60	0.636
Fevereiro	78.6	33.70	10.94	115.8	95.1	25.49	25.05	0.690
Março	121.2	53.39	12.95	150.4	129.6	35.24	34.64	0.734
Abril	160.9	62.17	13.73	177.2	157.5	43.03	42.28	0.761
Mai	203.6	77.28	16.19	199.6	178.8	48.99	48.13	0.769
Junho	211.4	75.13	18.92	197.7	177.3	48.16	47.29	0.763
Julho	224.6	68.98	19.75	214.4	193.7	52.18	51.23	0.762
Agosto	193.9	70.37	20.40	204.6	182.9	49.05	48.16	0.751
Setembro	150.5	50.10	18.92	183.7	160.5	42.43	41.66	0.723
Outubro	91.8	49.65	16.81	119.5	100.0	26.87	26.39	0.704
Novembro	66.0	30.09	12.78	105.5	83.9	21.90	21.50	0.650
Dezembro	46.5	21.94	10.73	80.8	61.6	15.69	15.37	0.607
Ano	1606.8	615.84	15.21	1847.4	1597.4	429.00	421.30	0.727

Legendas:

GlobHor Irradiação global horizontal

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb T amb.

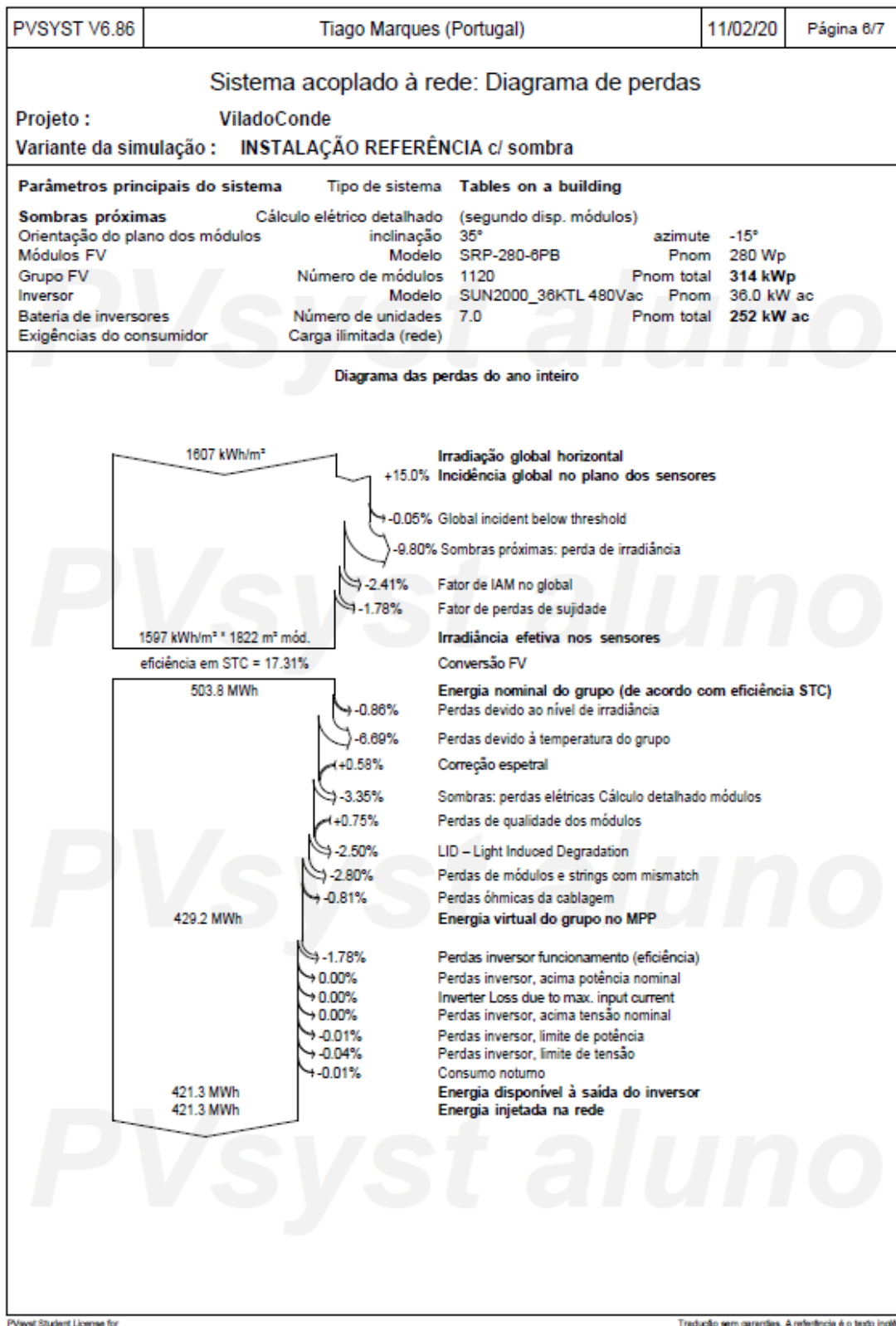
GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

E_Grid Energia injetada na rede

PR Performance Ratio (Quociente de performance)



D.2 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação com cenário de sombreamento externo

Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,05%	-291	582562	-0,05%
sombras	-9,80%	-57091	525471	-9,80%
IAM	-2,41%	-12664	512807	-2,17%
sujidade	-2,56%	-13128	499679	-2,25%
degradação	0,00%	0	499679	0,00%
irradiância	-0,91%	-4547	495132	-0,78%
temperatura	-6,40%	-31688	463443	-5,44%
qualidade módulos	0,00%	0	463443	0,00%
corr espectral	0,58%	2688	466131	0,46%
sombras: elect	-3,35%	-15615	450516	-2,68%
LID	-2,50%	-11263	439253	-1,93%
missmatch	-1,10%	-4832	434421	-0,83%
cabos	-0,82%	-3562	430859	-0,61%
inversor: efic	-1,77%	-7626	423233	-1,31%
inversor: pot nominal	-0,01%	-42	423191	-0,01%
consumo notruno inv	-0,04%	-169	423021	-0,03%
indisponibilidade	-0,11%	-465	422556	-0,08%
cabos AC	0,00%	0	422556	0,00%
Total	-31,25%	-160297	422556	-27,50%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-7,93%
Perdas por sombreamento				-12,47%
Perdas de inversor				-1,34%
Perdas do sistema				-5,70%

D.3 – Relatório do IESve para cenário com sombreamento externo



Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: Free_standing_shading.mit

Sim File: teste_free_standing_no_shading.aps 23/Jan/2020

Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	Global radiation (kWh/m²)	Diffuse radiation (kWh/m²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Vila do Conde 29m.epw	Vila do Conde 29m.epw	teste_free_standing_no_shading.aps
Jan 01-31	54.57	29.38	-21.6694
Feb 01-28	75.49	36.00	-28.4388
Mar 01-31	126.50	53.65	-42.2346
Apr 01-30	160.55	64.14	-47.0633
May 01-31	199.71	73.94	-52.0781
Jun 01-30	221.17	69.79	-53.9629
Jul 01-31	230.06	66.22	-56.8041
Aug 01-31	200.22	59.10	-54.6717
Sep 01-30	147.12	48.63	-46.6490
Oct 01-31	96.87	46.81	-34.2247
Nov 01-30	61.51	31.44	-24.5952
Dec 01-31	43.11	25.93	-16.8328
Summed total	1616.88	605.03	-479.2247

PVSYST V6.86	Tiago Marques (Portugal)				11/02/20	Página 2/7	
--------------	--------------------------	--	--	--	----------	------------	--

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

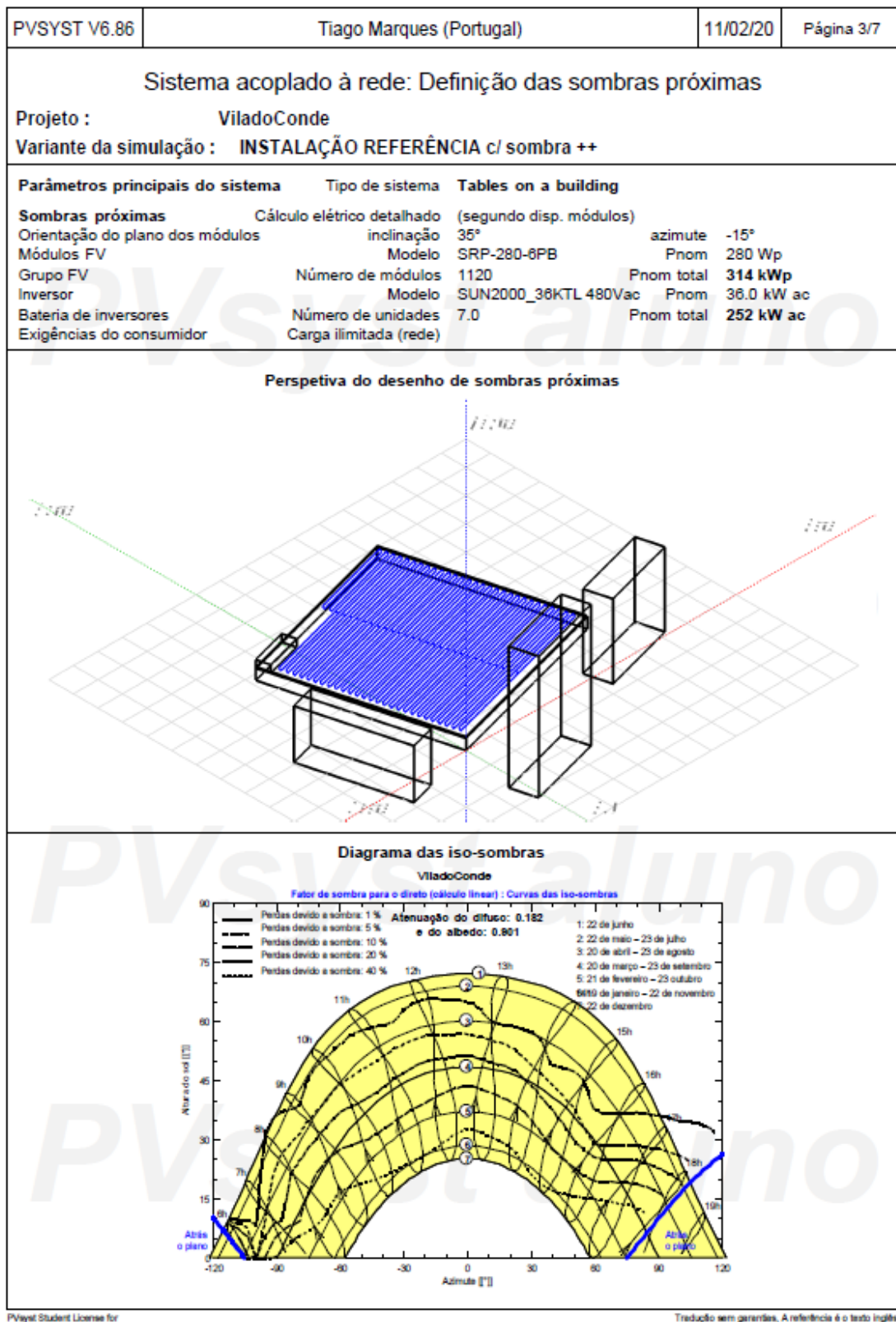
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Correção espectral Modelo FirstSolar

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0

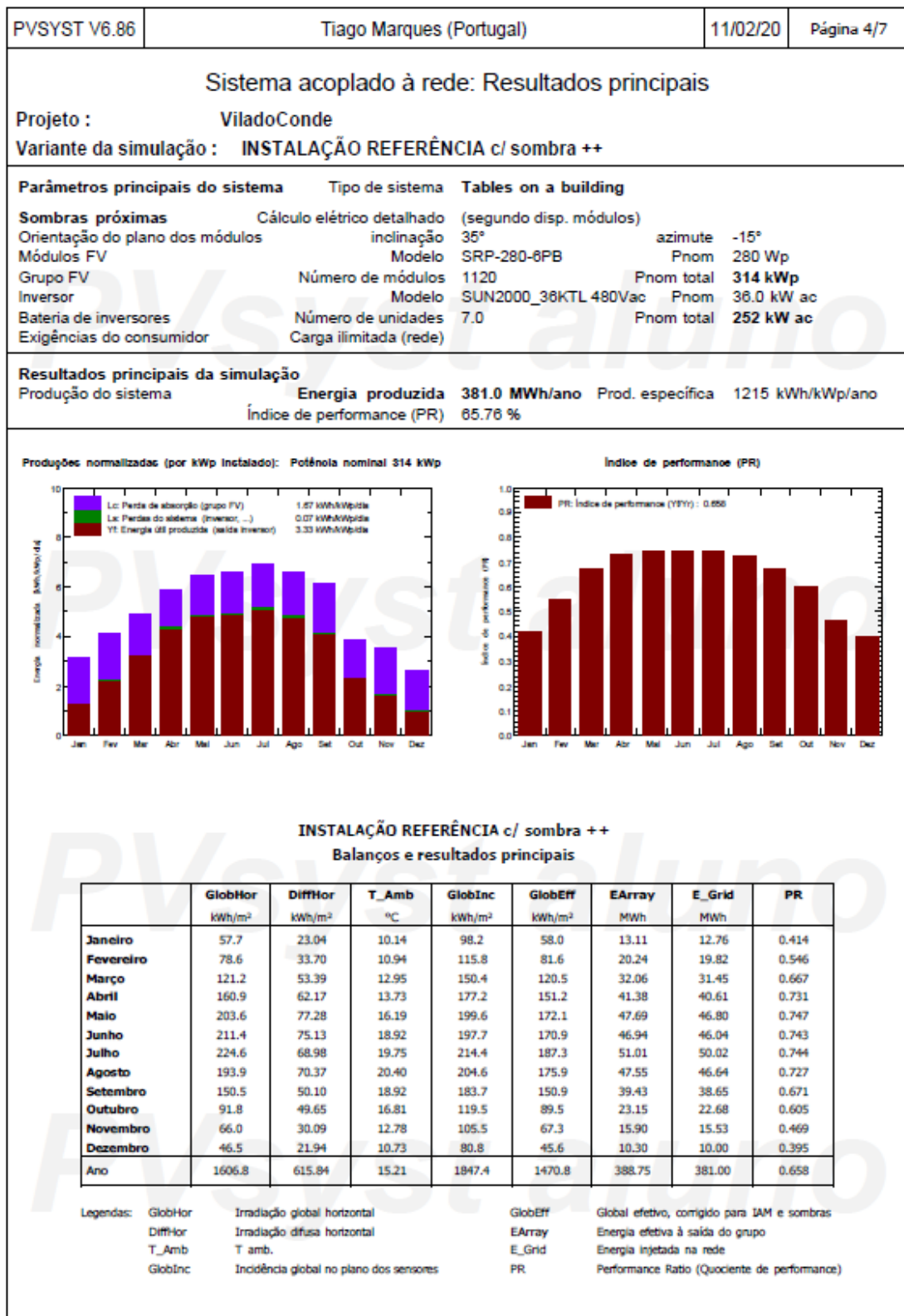
Fatores de perda do sistema

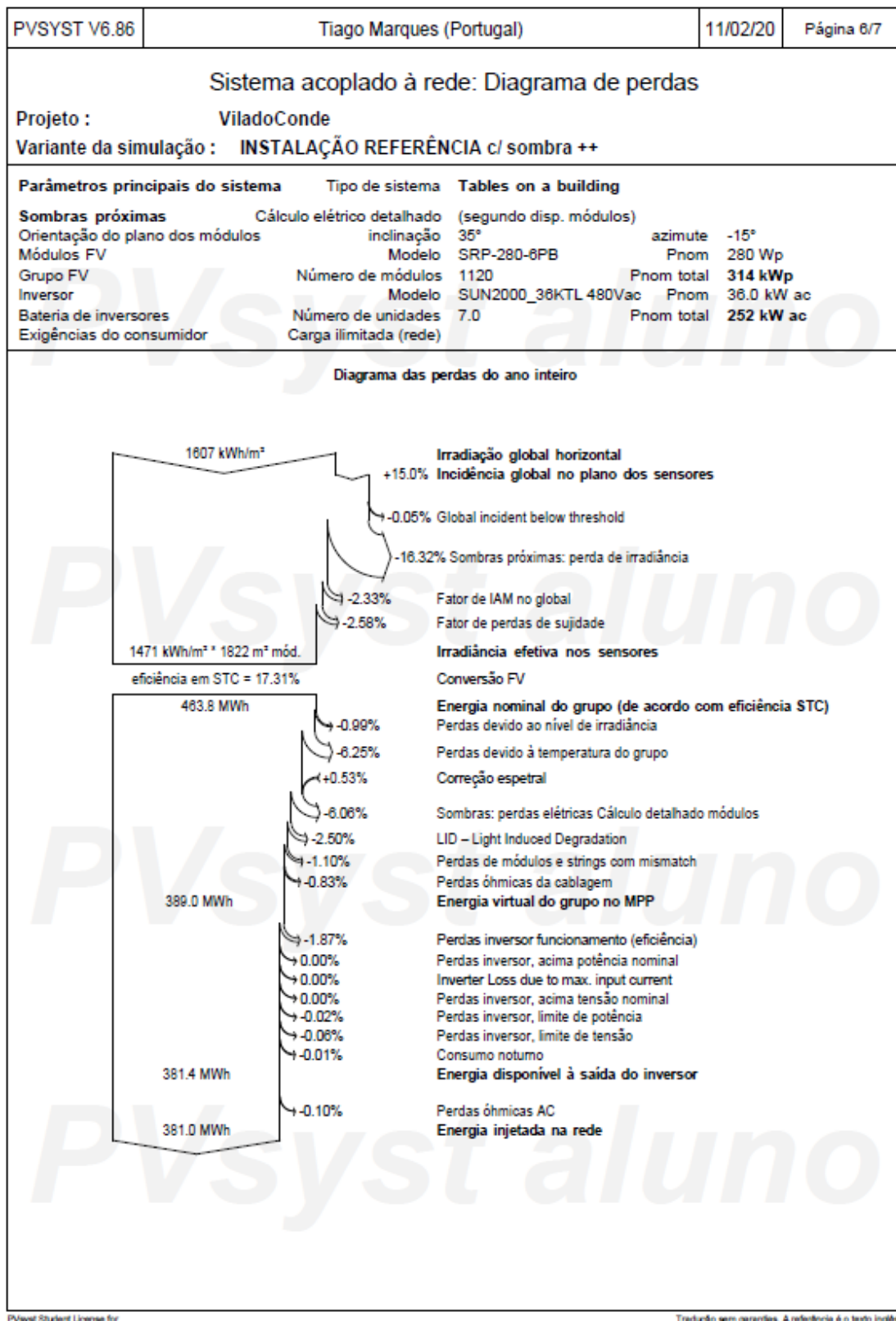
Perdas ôhmicas nos cabos Condutores: 3x240.0 mm² 20 m Fração perdas 0.2 % em STC



PVsyst Student License for

Tradução sem garantias. A referência é o texto Inglês.





D.5 - Cálculo de perdas detalhadas para instalação com cenário de sombreamento externo (+)

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m²]	1822			
Eficiência do módulo [%]	0,1731			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m²]	1607	-	506829	
Transposição para plano inclinado [%]	15%	76024		
Irrad. Global Incidente [kWh/m²]	-		582853	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,05%	-291	582562	-0,05%
sombras	-16,23%	-94550	488012	-16,22%
IAM	-2,33%	-11371	476641	-1,95%
sujidade	-2,59%	-12345	464296	-2,12%
degradação	0,00%	0	464296	0,00%
irradiância	-0,99%	-4597	459700	-0,79%
temperatura	-6,25%	-28731	430969	-4,93%
qualidade módulos	0,00%	0	430969	0,00%
corr espectral	0,53%	2284	433253	0,39%
sombras: elect	-6,06%	-26255	406998	-4,50%
LID	-2,50%	-10175	396823	-1,75%
misssmatch	-1,10%	-4365	392458	-0,75%
cabos	-0,83%	-3257	389200	-0,56%
inversor: efic	-1,87%	-7278	381922	-1,25%
inversor: pot nominal	-0,02%	-76	381846	-0,01%
consumo notruno inv	-0,06%	-229	381617	-0,04%
indisponibilidade	-0,10%	-382	381235	-0,07%
cabos AC	0,00%	0	381235	0,00%
Total	-40,45%	-201618	381235	-34,59%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-7,28%
Perdas por sombreamento				-20,73%
Perdas de inversor				-1,30%
Perdas do sistema				-5,24%

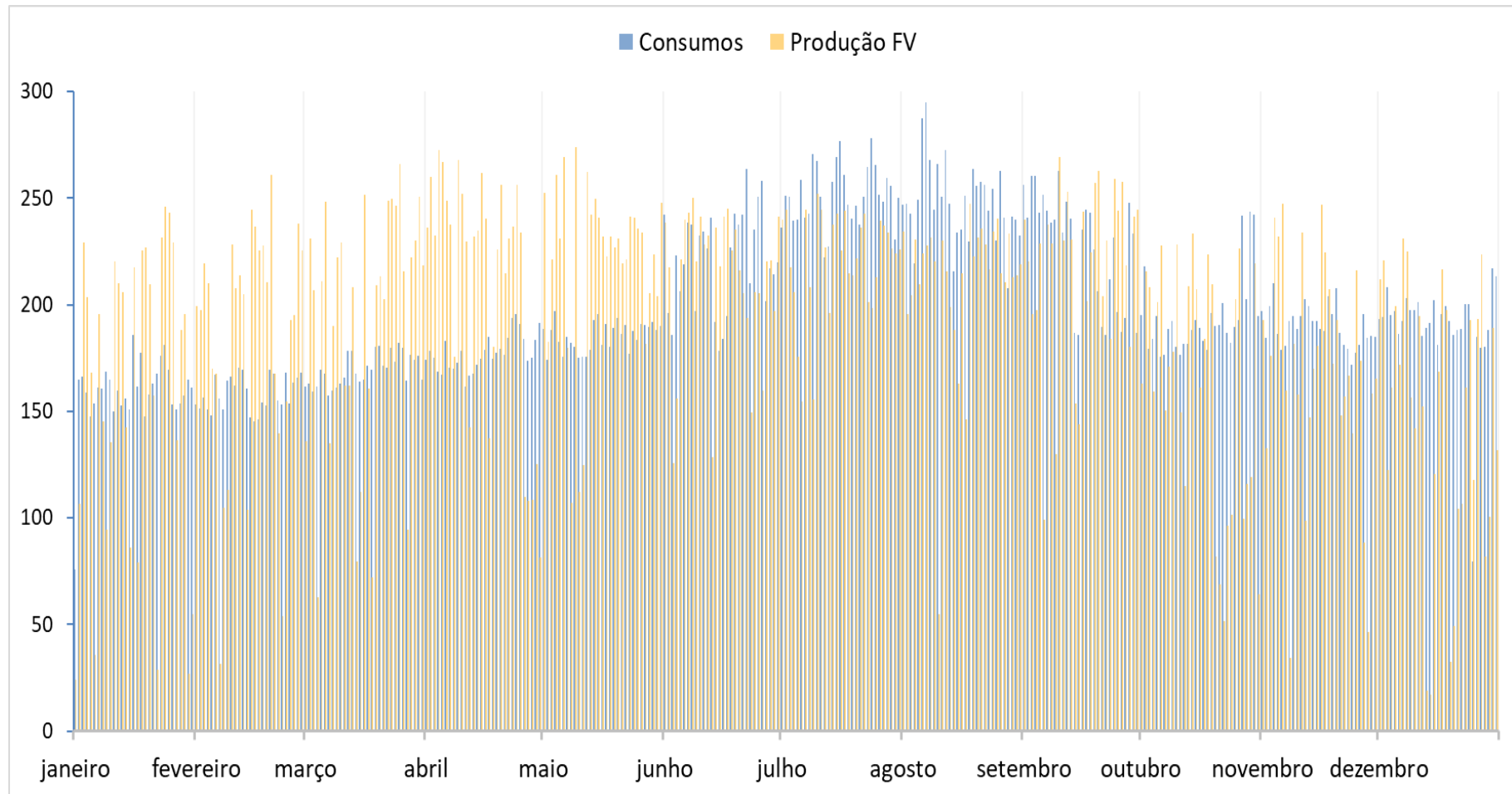
D.6 - Relatório do IESve para cenário com sombreamento externo (+)**Virtual Environment 2019**

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: free_standing_shading_plus.mit
 Sim File: teste novas coordenadas.aps 31/Jan/2020
 Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Vila do Conde 29m.epw	Vila do Conde 29m.epw	teste novas coordenadas.aps
Jan 01-31	54.57	29.38	-12.2319
Feb 01-28	75.49	36.00	-20.9234
Mar 01-31	126.50	53.65	-36.9760
Apr 01-30	160.55	64.14	-45.9108
May 01-31	199.71	73.94	-51.9952
Jun 01-30	221.17	69.79	-53.9299
Jul 01-31	230.06	66.22	-56.7408
Aug 01-31	200.22	59.10	-53.0003
Sep 01-30	147.12	48.63	-40.6662
Oct 01-31	96.87	46.81	-24.3697
Nov 01-30	61.51	31.44	-13.5107
Dec 01-31	43.11	25.93	-8.4493
Summed total	1616.88	605.03	-418.7042

ANEXO E - Gráfico com sobreposição da produção da instalação de referência com os consumos do Edifício A



ANEXO F - Dados da instalação do Edifício B da secção 4.7

F.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício B nas várias ferramentas

Tabela F.1 - Comparação das ferramentas na instalação do Edifício B

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Benavente	Alenquer	Carregado	Lisboa
Azimute [°]	0/-15/73/-15	180/165/253/165	0/-15/73/-15	S - SW
Inclinação [°]	30/30/10/15	30/30/10/15	30/30/10/15	35/10
Radiação [kWh/m ²]	1890	1827	1912	1967
Potência nominal global [kWp]	364	364	364	365
Input de perdas [%]	-	-	7%	18%
Perdas totais [%]	18			
Produção anual [MWh]	567	558	574	585
Desvio absoluto [MWh]	-	-10	7	18
Desvio relativo [%]	-	-2%	1%	3%
Produção específica [kWh/kWp]	1555	1571	1575	1603
Índice de desempenho [%]	82%	84%	83%	82%

F.2 – Relatório fornecido da simulação no PVsyst

PVSYST V6.77		Page 1/5																																																																																																																																							
Grid-Connected System: Simulation parameters																																																																																																																																									
Project : [REDACTED]																																																																																																																																									
Geographical Site	Benavente	Country Portugal																																																																																																																																							
Situation	Latitude [REDACTED]	Longitude [REDACTED]																																																																																																																																							
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1																																																																																																																																							
	Albedo 0.20	Altitude 751 m																																																																																																																																							
Meteo data:	Benavente Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic																																																																																																																																								
Simulation variant : New simulation variant																																																																																																																																									
	Simulation date [REDACTED]																																																																																																																																								
Simulation parameters	System type No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																																								
4 orientations	tilts/azimuths 30°/0°, 30°/-15°, 10°/73°, 15°/-15°																																																																																																																																								
Models used	Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																																																																																																																																							
Horizon	Free Horizon																																																																																																																																								
Near Shadings	No Shadings																																																																																																																																								
User's needs :	Ext. defined as file [REDACTED]																																																																																																																																								
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Jan.</td><td>Feb.</td><td>Mar.</td><td>Apr.</td><td>May</td><td>June</td><td>July</td><td>Aug.</td><td>Sep.</td><td>Oct.</td><td>Nov.</td><td>Dec.</td><td>Year</td> </tr> <tr> <td colspan="13" style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</td> </tr> </table>			Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	[REDACTED]																																																																																																																									
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year																																																																																																																													
[REDACTED]																																																																																																																																									
PV Arrays Characteristics (6 kinds of array defined) <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">PV module</td> <td style="width: 10%;">Si-mono</td> <td style="width: 10%;">Model</td> <td colspan="2">AXIpremium AC-300M/60S</td> </tr> <tr> <td>Original PVsyst database</td> <td></td> <td>Manufacturer</td> <td colspan="2">Axitec Energy</td> </tr> <tr> <td>Sub-array "Sub-array #1"</td> <td></td> <td>Orientation</td> <td>#1</td> <td>Tilt/Azimuth 30°/0°</td> </tr> <tr> <td>Number of PV modules</td> <td></td> <td>In series</td> <td>22 modules</td> <td>In parallel 19 strings</td> </tr> <tr> <td>Total number of PV modules</td> <td></td> <td>Nb. modules</td> <td>418</td> <td>Unit Nom. Power 300 Wp</td> </tr> <tr> <td>Array global power</td> <td></td> <td>Nominal (STC)</td> <td>125 kWp</td> <td>At operating cond. 113 kWp (50°C)</td> </tr> <tr> <td>Array operating characteristics (50°C)</td> <td></td> <td>U mpp</td> <td>646 V</td> <td>I mpp 175 A</td> </tr> <tr> <td>Sub-array "Sub-array #2"</td> <td></td> <td>Orientation</td> <td>#2</td> <td>Tilt/Azimuth 30°/-15°</td> </tr> <tr> <td>Number of PV modules</td> <td></td> <td>In series</td> <td>22 modules</td> <td>In parallel 6 strings</td> </tr> <tr> <td>Total number of PV modules</td> <td></td> <td>Nb. modules</td> <td>132</td> <td>Unit Nom. Power 300 Wp</td> </tr> <tr> <td>Array global power</td> <td></td> <td>Nominal (STC)</td> <td>39.6 kWp</td> <td>At operating cond. 35.8 kWp (50°C)</td> </tr> <tr> <td>Array operating characteristics (50°C)</td> <td></td> <td>U mpp</td> <td>646 V</td> <td>I mpp 55 A</td> </tr> <tr> <td>Sub-array "Sub-array #3"</td> <td></td> <td>Orientation</td> <td>#3</td> <td>Tilt/Azimuth 10°/73°</td> </tr> <tr> <td>Number of PV modules</td> <td></td> <td>In series</td> <td>22 modules</td> <td>In parallel 10 strings</td> </tr> <tr> <td>Total number of PV modules</td> <td></td> <td>Nb. modules</td> <td>220</td> <td>Unit Nom. Power 300 Wp</td> </tr> <tr> <td>Array global power</td> <td></td> <td>Nominal (STC)</td> <td>66.0 kWp</td> <td>At operating cond. 59.6 kWp (50°C)</td> </tr> <tr> <td>Array operating characteristics (50°C)</td> <td></td> <td>U mpp</td> <td>646 V</td> <td>I mpp 92 A</td> </tr> <tr> <td>Sub-array "Sub-array #4"</td> <td></td> <td>Orientation</td> <td>#3</td> <td>Tilt/Azimuth 10°/73°</td> </tr> <tr> <td>Number of PV modules</td> <td></td> <td>In series</td> <td>22 modules</td> <td>In parallel 11 strings</td> </tr> <tr> <td>Total number of PV modules</td> <td></td> <td>Nb. modules</td> <td>242</td> <td>Unit Nom. Power 300 Wp</td> </tr> <tr> <td>Array global power</td> <td></td> <td>Nominal (STC)</td> <td>72.6 kWp</td> <td>At operating cond. 65.6 kWp (50°C)</td> </tr> <tr> <td>Array operating characteristics (50°C)</td> <td></td> <td>U mpp</td> <td>646 V</td> <td>I mpp 101 A</td> </tr> <tr> <td>Sub-array "Sub-array #5"</td> <td></td> <td>Orientation</td> <td>#3</td> <td>Tilt/Azimuth 10°/73°</td> </tr> <tr> <td>Number of PV modules</td> <td></td> <td>In series</td> <td>21 modules</td> <td>In parallel 4 strings</td> </tr> <tr> <td>Total number of PV modules</td> <td></td> <td>Nb. modules</td> <td>84</td> <td>Unit Nom. Power 300 Wp</td> </tr> <tr> <td>Array global power</td> <td></td> <td>Nominal (STC)</td> <td>25.20 kWp</td> <td>At operating cond. 22.76 kWp (50°C)</td> </tr> <tr> <td>Array operating characteristics (50°C)</td> <td></td> <td>U mpp</td> <td>617 V</td> <td>I mpp 37 A</td> </tr> </table>			PV module	Si-mono	Model	AXIpremium AC-300M/60S		Original PVsyst database		Manufacturer	Axitec Energy		Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth 30°/0°	Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 19 strings	Total number of PV modules		Nb. modules	418	Unit Nom. Power 300 Wp	Array global power		Nominal (STC)	125 kWp	At operating cond. 113 kWp (50°C)	Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 175 A	Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth 30°/-15°	Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 6 strings	Total number of PV modules		Nb. modules	132	Unit Nom. Power 300 Wp	Array global power		Nominal (STC)	39.6 kWp	At operating cond. 35.8 kWp (50°C)	Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 55 A	Sub-array "Sub-array #3"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/73°	Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 10 strings	Total number of PV modules		Nb. modules	220	Unit Nom. Power 300 Wp	Array global power		Nominal (STC)	66.0 kWp	At operating cond. 59.6 kWp (50°C)	Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 92 A	Sub-array "Sub-array #4"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/73°	Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 11 strings	Total number of PV modules		Nb. modules	242	Unit Nom. Power 300 Wp	Array global power		Nominal (STC)	72.6 kWp	At operating cond. 65.6 kWp (50°C)	Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 101 A	Sub-array "Sub-array #5"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/73°	Number of PV modules		In series	21 modules	In parallel 4 strings	Total number of PV modules		Nb. modules	84	Unit Nom. Power 300 Wp	Array global power		Nominal (STC)	25.20 kWp	At operating cond. 22.76 kWp (50°C)	Array operating characteristics (50°C)		U mpp	617 V	I mpp 37 A
PV module	Si-mono	Model	AXIpremium AC-300M/60S																																																																																																																																						
Original PVsyst database		Manufacturer	Axitec Energy																																																																																																																																						
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth 30°/0°																																																																																																																																					
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 19 strings																																																																																																																																					
Total number of PV modules		Nb. modules	418	Unit Nom. Power 300 Wp																																																																																																																																					
Array global power		Nominal (STC)	125 kWp	At operating cond. 113 kWp (50°C)																																																																																																																																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 175 A																																																																																																																																					
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth 30°/-15°																																																																																																																																					
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 6 strings																																																																																																																																					
Total number of PV modules		Nb. modules	132	Unit Nom. Power 300 Wp																																																																																																																																					
Array global power		Nominal (STC)	39.6 kWp	At operating cond. 35.8 kWp (50°C)																																																																																																																																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 55 A																																																																																																																																					
Sub-array "Sub-array #3"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/73°																																																																																																																																					
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 10 strings																																																																																																																																					
Total number of PV modules		Nb. modules	220	Unit Nom. Power 300 Wp																																																																																																																																					
Array global power		Nominal (STC)	66.0 kWp	At operating cond. 59.6 kWp (50°C)																																																																																																																																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 92 A																																																																																																																																					
Sub-array "Sub-array #4"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/73°																																																																																																																																					
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel 11 strings																																																																																																																																					
Total number of PV modules		Nb. modules	242	Unit Nom. Power 300 Wp																																																																																																																																					
Array global power		Nominal (STC)	72.6 kWp	At operating cond. 65.6 kWp (50°C)																																																																																																																																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	646 V	I mpp 101 A																																																																																																																																					
Sub-array "Sub-array #5"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/73°																																																																																																																																					
Number of PV modules		In series	21 modules	In parallel 4 strings																																																																																																																																					
Total number of PV modules		Nb. modules	84	Unit Nom. Power 300 Wp																																																																																																																																					
Array global power		Nominal (STC)	25.20 kWp	At operating cond. 22.76 kWp (50°C)																																																																																																																																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	617 V	I mpp 37 A																																																																																																																																					

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.77				Page 2/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Sub-array "Sub-array #6"		Orientation	#4	Tilt/Azimuth	15°/-15°
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	6 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	120	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power		Nominal (STC)	36.0 kWp	At operating cond.	32.5 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	588 V	I mpp	55 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	365 kWp	Total	1216 modules
		Module area	1978 m²	Cell area	1776 m²
Sub-array "Sub-array #1" : Inverter		Model	SUN2000-55KTL-HV-D1		
Original PVsyst database		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	600-1480 V	Unit Nom. Power	55.0 kWac
				Max. power (=>30°C)	60.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	110 kWac
				Pnom ratio	1.14
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter		Model	SUN2000_36KTL-480Vac		
Custom parameters definition		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	36.0 kWac
				Max. power (=>50°C)	40.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	36 kWac
				Pnom ratio	1.10
Sub-array "Sub-array #3" : Inverter		Model	SUN2000-60KTL-HV-D1		
Original PVsyst database		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	600-1480 V	Unit Nom. Power	60.0 kWac
				Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	60 kWac
				Pnom ratio	1.10
Sub-array "Sub-array #4" : Inverter		Model	SUN2000-60KTL-HV-D1		
Original PVsyst database		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	600-1480 V	Unit Nom. Power	60.0 kWac
				Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	60 kWac
				Pnom ratio	1.21
Sub-array "Sub-array #5" : Inverter		Model	SUN2000-23k TL		
Original PVsyst database		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	23.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	23 kWac
				Pnom ratio	1.10
Sub-array "Sub-array #6" : Inverter		Model	SUN2000-33KTL-480VAC-JP		
Custom parameters definition		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	33.3 kWac
				Max. power (=>49°C)	38.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	33 kWac
				Pnom ratio	1.08
Total		Nb. of inverters	7	Total Power	322 kWac
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses				Loss Fraction	3.0 %
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.77

Page 3/5

Grid-Connected System: Simulation parameters

Wiring Ohmic Loss

Array#1

35 mOhm

Loss Fraction

0.9 % at STC

Array#2

127 mOhm

Loss Fraction

1.0 % at STC

Array#3

69 mOhm

Loss Fraction

0.9 % at STC

Array#4

66 mOhm

Loss Fraction

0.9 % at STC

Array#5

154 mOhm

Loss Fraction

0.8 % at STC

Array#6

106 mOhm

Loss Fraction

0.9 % at STC

Global

Loss Fraction

0.9 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction

2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.4 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction

1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

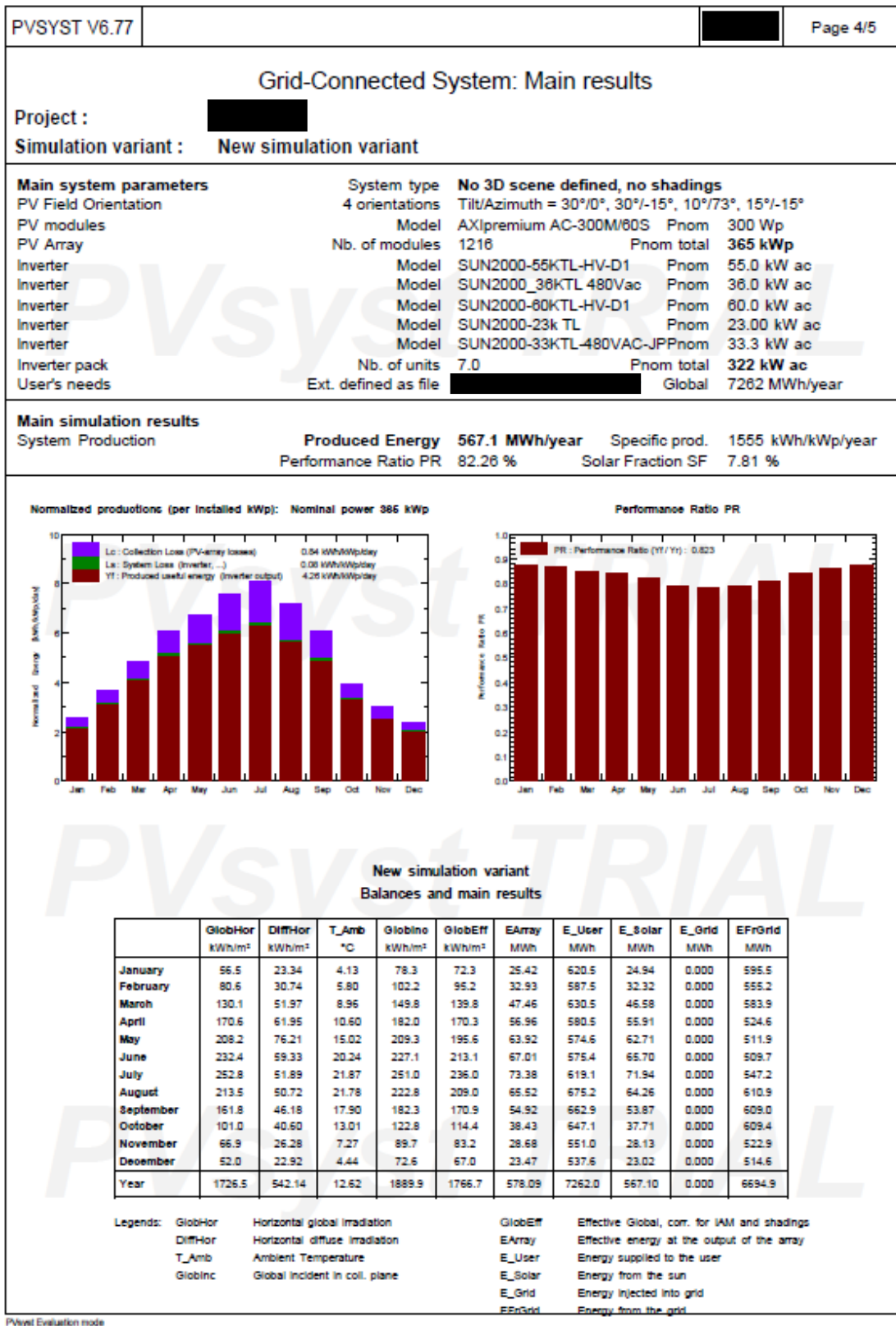
Loss Fraction

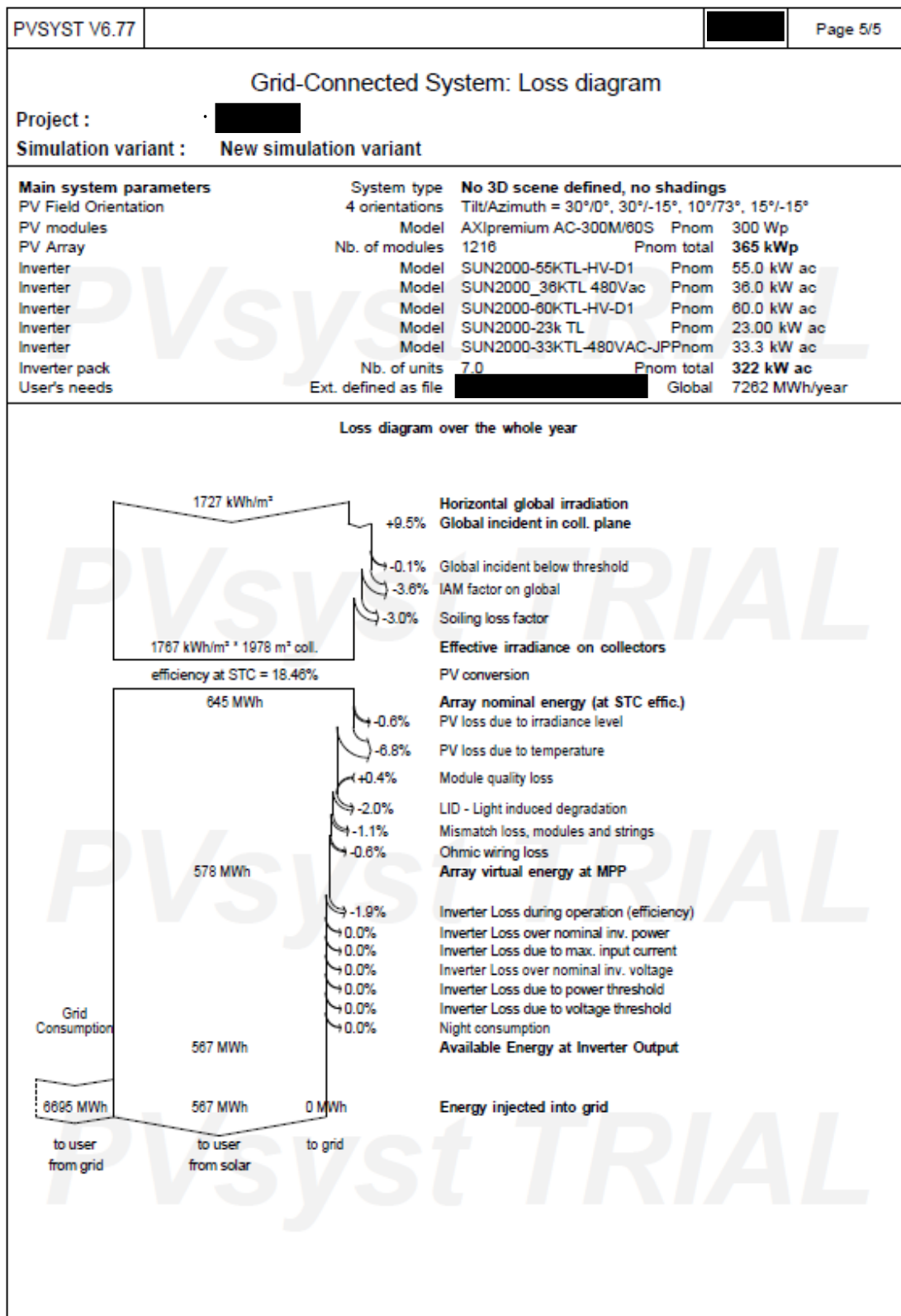
0.10 %

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

PVsyet Evaluation mode





PVsyst Evaluation mode

F.3 – Ficha técnica dos módulos utilizados no Edifício B – AC-300M/60S



AC-270M/156-60S AC-290M/156-60S
 AC-275M/156-60S AC-295M/156-60S
 AC-280M/156-60S AC-300M/156-60S
 AC-285M/156-60S

www.axitecsolar.com

AXITEC
 high quality german solar brand

AXIpremium

60 cell monocrystalline
 High performance solar module

The advantages:

- 15
Years

15 years manufacturer's warranty

P-Max

Highest performance due to specifically selected technologies and materials

+
Wp

Guaranteed positive power tolerance from 0-5 Wp by individual measurement

↓
5400Pa

Maximum 5400 Pa snow load

100%

100% electroluminescence inspection

Soft Grip

High stability due to AXITEC-Soft-Grip-Seam aluminium frame construction

IP 67

High quality junction box and connector systems



Fig. similar 60M196EN-8827A

Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90 % of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85 % of the nominal performance



1 - 8 % more power after 25 years



Distributed by:



Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1,5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P _{mp}	Nominal voltage U _{mp}	Nominal current I _{mp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-270M/156-60S	270 Wp	30,94 V	8,80 A	9,41 A	39,26 V	16,60 %
AC-275M/156-60S	275 Wp	31,20 V	8,86 A	9,50 A	39,32 V	16,90 %
AC-280M/156-60S	280 Wp	31,50 V	8,96 A	9,55 A	39,45 V	17,21 %
AC-285M/156-60S	285 Wp	31,59 V	9,09 A	9,68 A	39,56 V	17,52 %
AC-290M/156-60S	290 Wp	31,71 V	9,16 A	9,70 A	39,70 V	17,83 %
AC-295M/156-60S	295 Wp	31,80 V	9,29 A	9,75 A	39,95 V	18,13 %
AC-300M/156-60S	300 Wp	32,16 V	9,34 A	9,82 A	40,08 V	18,44 %

Design

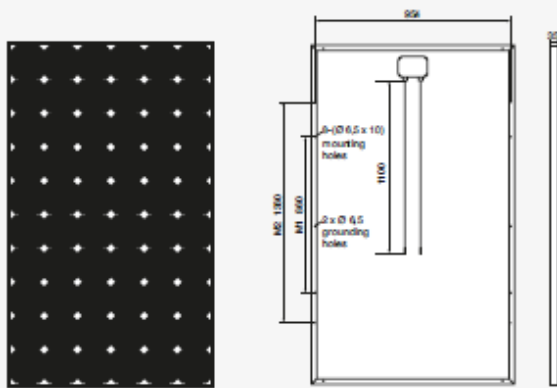
Frontside	3,2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	60 monocrystalline high efficiency cells 156 mm x 156 mm (6")
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver anodized aluminium frame

Mechanical data

L x W x H	1640 x 992 x 35 mm
Weight	18,0 kg with frame

Power connection

Socket	Protection Class IP67 (3 bypass diodes)
Wire	approx. 1,1 m, 4 mm²
Plug-in system	Plug/socket IP67



All dimensions in mm

Limit values

System voltage	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C ±2K
Max. load-carrying capacity	5400 N/m²
Reverse current feed I _R	16,0 A
Permissible operating temperature	-40°C to 85°C / -40°F to 185°F

(No external voltages greater than U_{oc} may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800 W/m²; AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0,30 %/K
Current I _{sc}	0,04 %/K
Output P _{mp}	-0,40 %/K

Low-light performance (Example for AC-300M/156-60S)

I-U characteristic curve	Current I _{pp}	Voltage U _{pp}
200 W/m²	2,15 A	30,17 V
400 W/m²	3,71 A	31,20 V
600 W/m²	6,05 A	31,81 V
800 W/m²	7,57 A	32,10 V
1000 W/m²	9,34 A	32,16 V

Packaging

Module pieces per pallet	30
Module pieces per HC-container	840

Technical data are subject to change without prior notice, errors excepted.

The measurement tolerances are ±3%

F.4 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação do Edifício B, com base no diagrama de perdas do PVsyst

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m²]	1978			
Eficiência do módulo [%]	0,1846			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m²]	1727	-	630595	
Transposição para plano inclinado [%]	10%	59906		
Irrad. Global Incidente [kWh/m²]	-		690501	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,10%	-691	689811	-0,10%
sombras	0,00%	0	689811	0,00%
IAM	-3,60%	-24833	664978	-3,60%
sujidade	-3,00%	-19949	645028	-2,89%
degradação	0,00%	0	645028	0,00%
irradiância	-0,60%	-3870	641158	-0,56%
temperatura	-6,80%	-43599	597559	-6,31%
qualidade módulos	0,40%	2390	599950	0,35%
corr espectral	0,00%	0	599950	0,00%
sombras: elect	0,00%	0	599950	0,00%
LID	-2,00%	-11999	587951	-1,74%
missmatch	-1,10%	-6467	581483	-0,94%
cabos	-0,60%	-3489	577994	-0,51%
inversor: efic	-1,90%	-10982	567012	-1,59%
inversor: pot nominal	0,00%	0	567012	0,00%
consumo notruno inv	0,00%	0	567012	0,00%
indisponibilidade	0,00%	0	567012	0,00%
cabos AC	0,00%	0	567012	0,00%
Total	-19,30%	-123489	567012	-17,88%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-10,47%
Perdas por sombreamento				0,00%
Perdas de inversor				-1,59%
Perdas do sistema				-5,72%

F.5 – Relatório da simulação da instalação do Edifício B no IESve

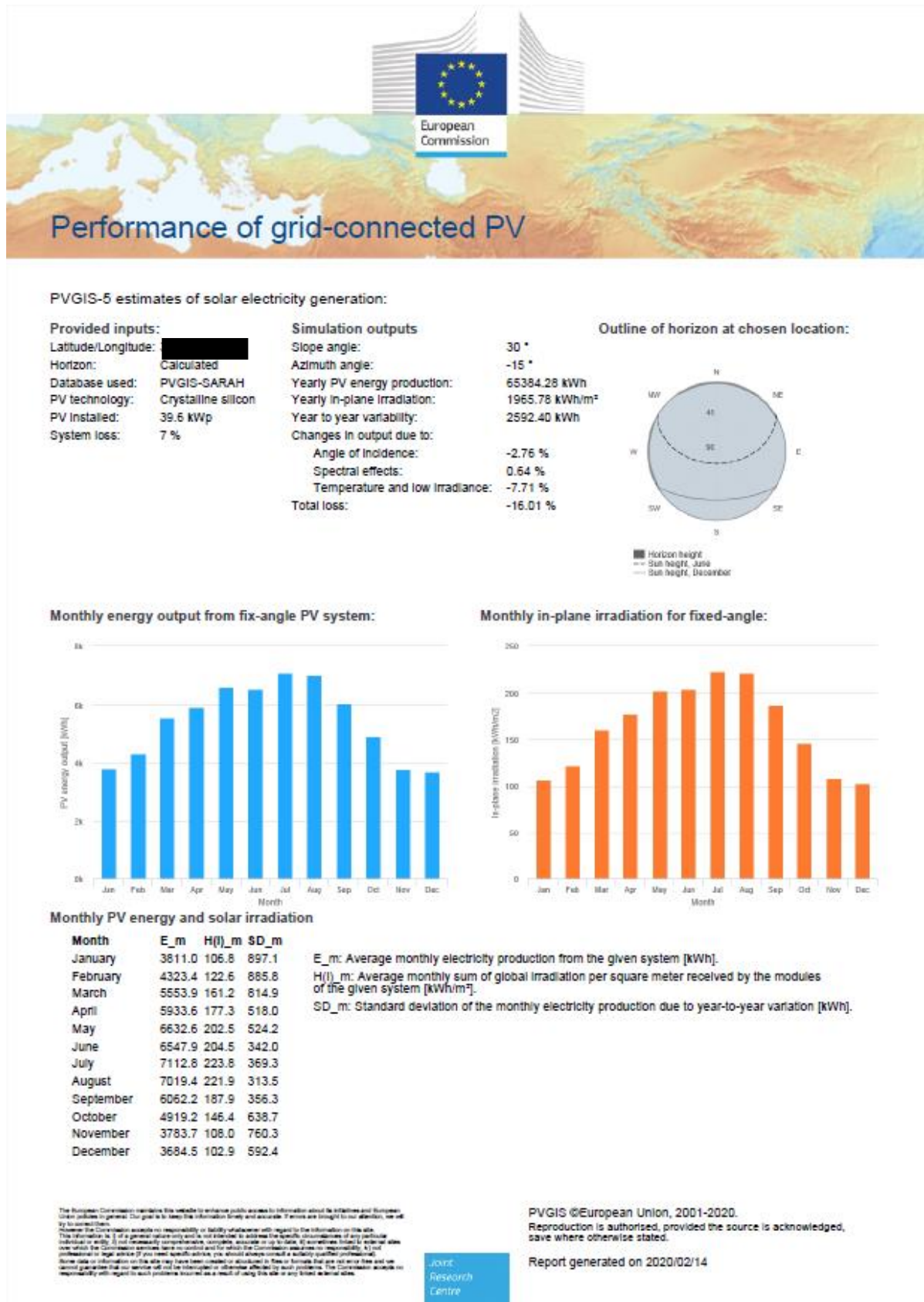


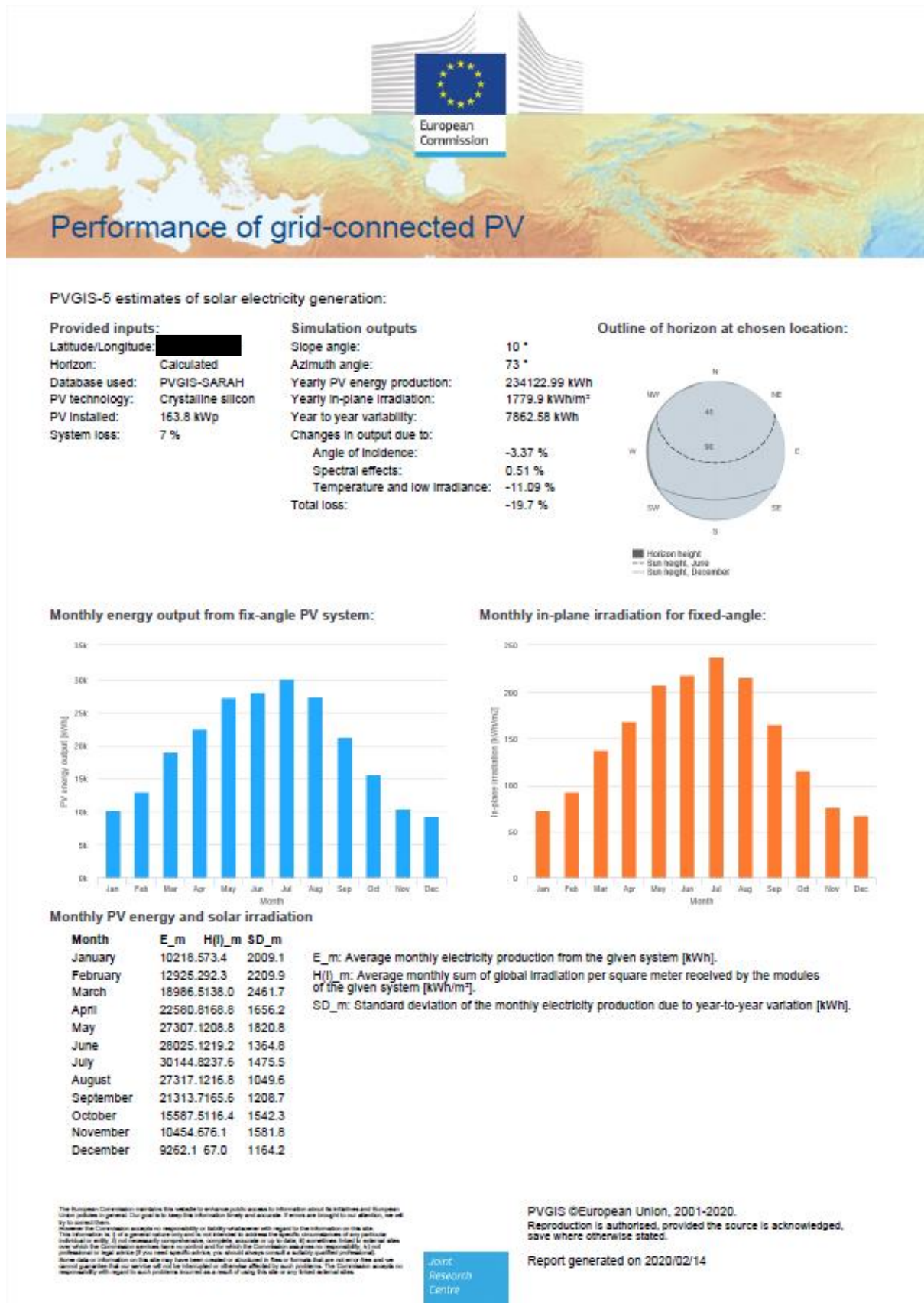
Virtual Environment 2019

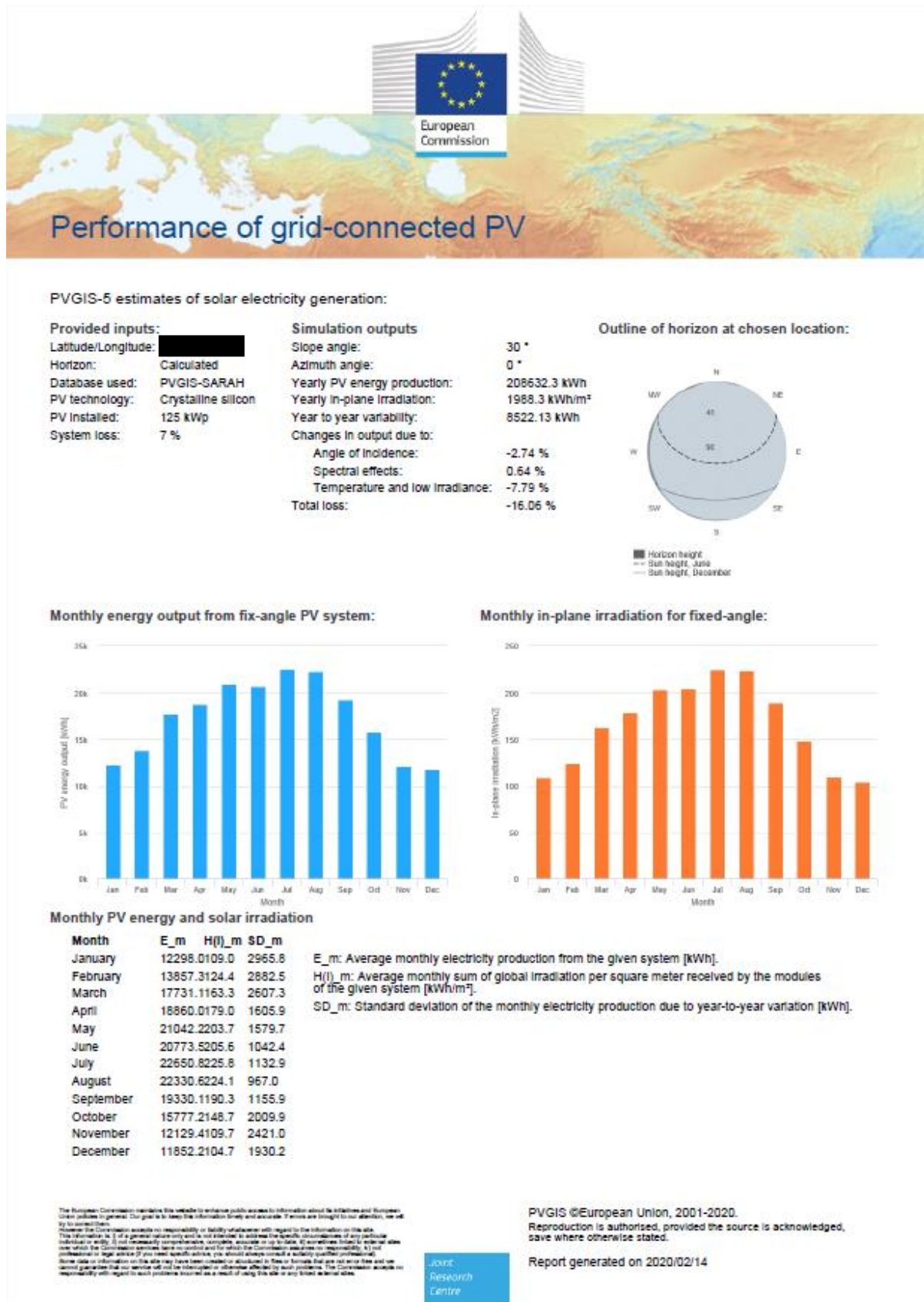
Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: [REDACTED]
 Sim File: radiação.aps 12/Feb/2020
 Weather File: Alenquer 20m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Alenquer 20m.epw	Alenquer 20m.epw	radiação.aps
Jan 01-31	61.94	30.40	-24.0280
Feb 01-28	82.20	34.54	-30.6513
Mar 01-31	137.61	53.68	-47.2700
Apr 01-30	170.71	63.55	-55.0557
May 01-31	207.28	76.31	-63.0860
Jun 01-30	226.67	66.07	-66.1956
Jul 01-31	234.13	64.14	-68.3697
Aug 01-31	210.20	55.44	-64.1829
Sep 01-30	155.61	56.37	-51.1759
Oct 01-31	108.62	40.51	-38.8703
Nov 01-30	69.38	31.65	-26.6883
Dec 01-31	54.72	25.72	-21.9817
Summed total	1719.06	598.39	-557.5554







ANEXO G - Dados da instalação do Edifício C da secção 4.7

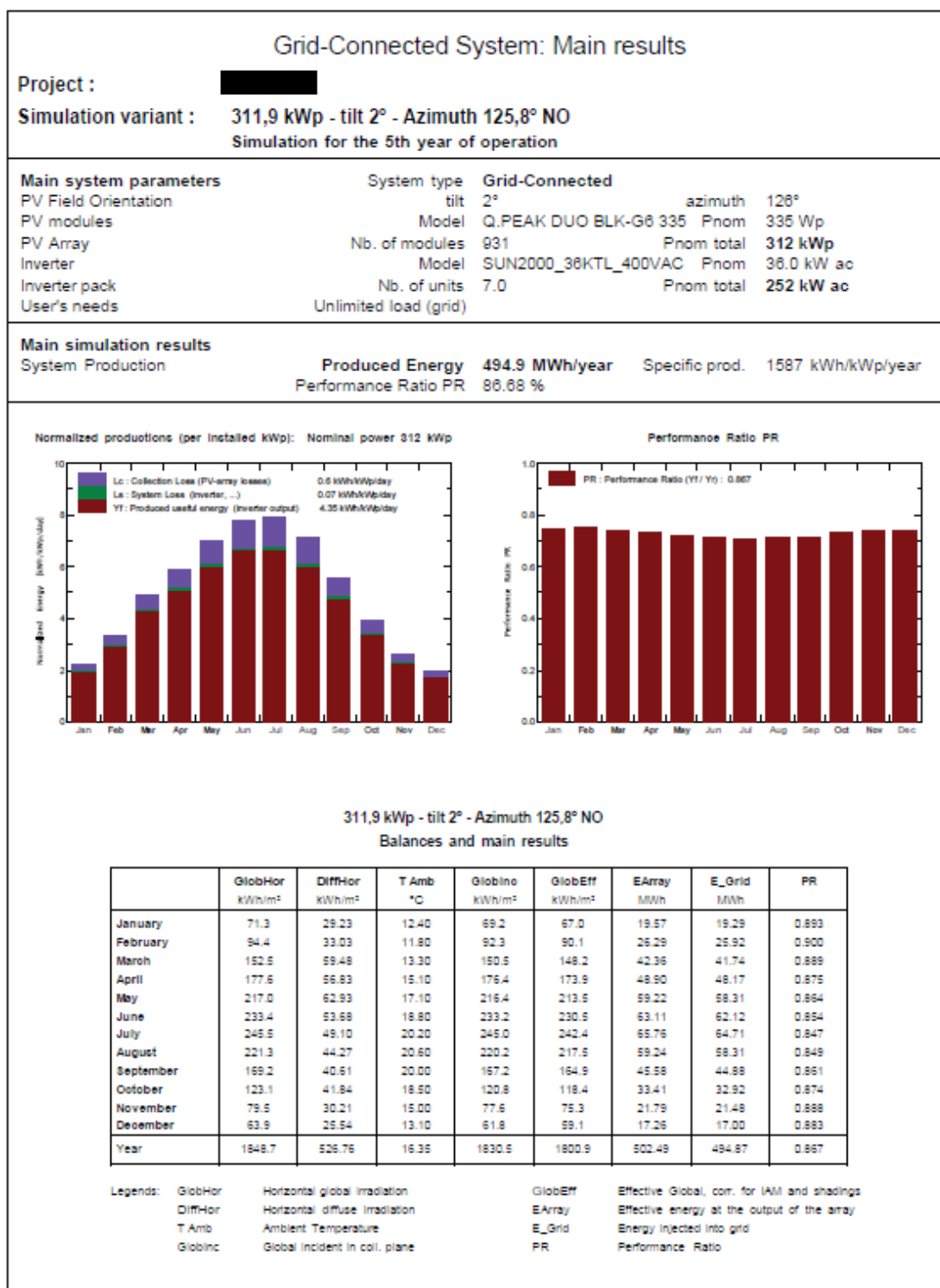
G.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício C nas várias ferramentas

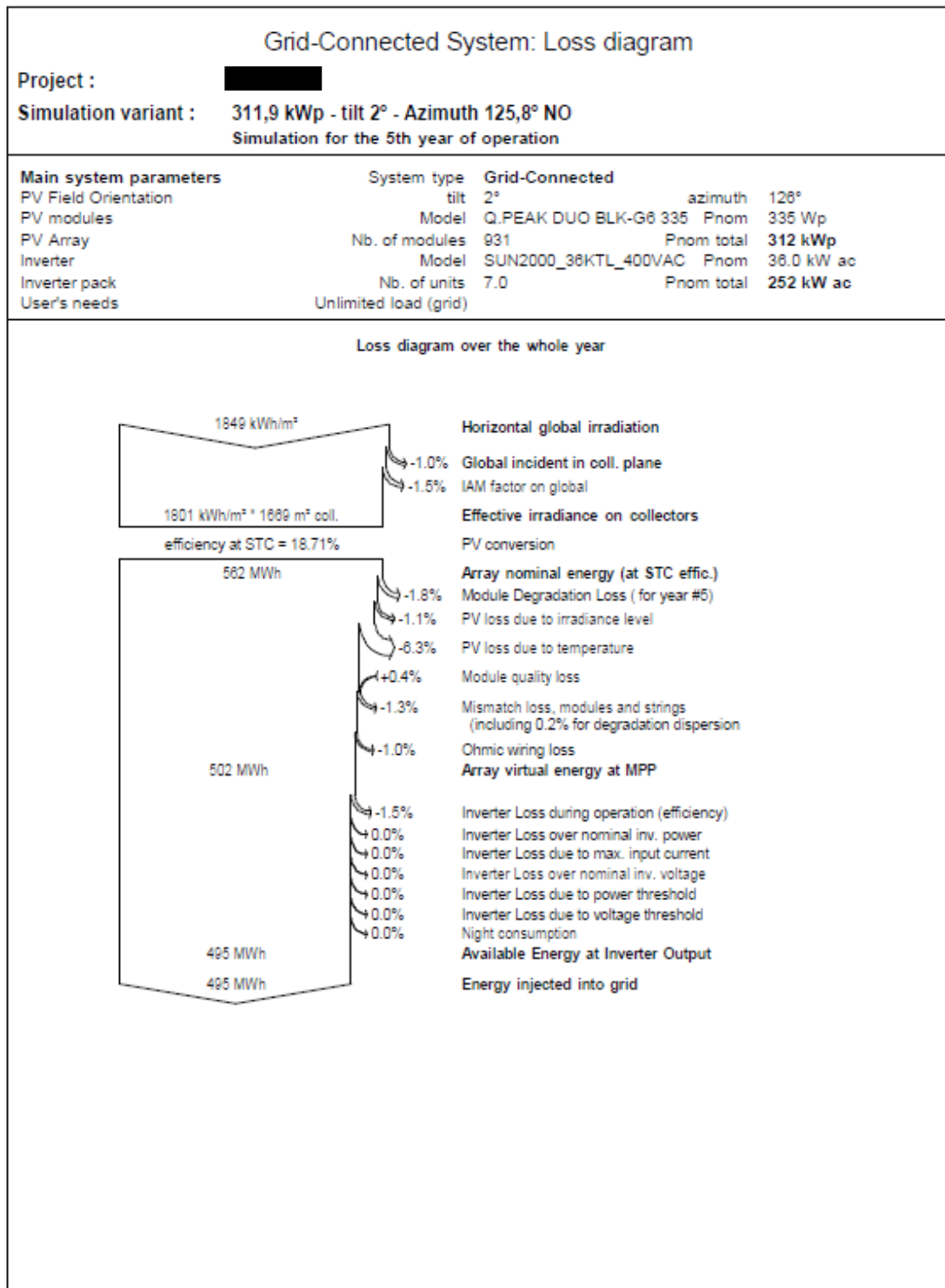
Tabela G.1 - Comparação das ferramentas na instalação do Edifício C

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Lisboa	Lisboa	Lisboa	Lisboa
Azimute [°]	126	126	126	NW
Inclinação [°]	2	2	2	2
Radiação [kWh/m ²]	1830	1627	1751	1800
Potência nominal global [kWp]	312	312	312	312
Input de perdas [%]	-	-	5	14
Perdas totais [%]	14	-	16	14
Produção anual [MWh]	595	454	477	457
Desvio absoluto [MWh]	-	-41	-18	-38
Desvio relativo [%]	-	-8	-4	-8
Produção específica [kWh/kWp]	1555	1456	1527	1462
Índice de desempenho [%]	87	89	87	86

G.2 – Relatório fornecido da simulação no PVsyst

Grid-Connected System: Simulation parameters																							
Project : [REDACTED]																							
Geographical Site		[REDACTED]		Country Portugal																			
Situation		Latitude [REDACTED]		Longitude [REDACTED]																			
Time defined as		Legal Time		Time zone UT																			
		Albedo		0.20																			
Meteo data:		[REDACTED]		Synthetic																			
Simulation variant : 311,9 kWp - tilt 2° - Azimuth 125,8° NO																							
Simulation date [REDACTED]																							
Simulation for the 5th year of operation																							
Simulation parameters		System type No 3D scene defined																					
Collector Plane Orientation		Tilt 2°		Azimuth 126°																			
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm																			
Horizon		Free Horizon																					
Near Shadings		No Shadings																					
PV Array Characteristics																							
PV module		Si-mono Model Q.PEAK DUO BLK-G6 335																					
Custom parameters definition		Manufacturer Hanwha Q Cells																					
Number of PV modules		In series 19 modules		In parallel 49 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules 931		Unit Nom. Power 335 Wp																			
Array global power		Nominal (STC) 312 kWp		At operating cond. 284 kWp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 581 V		I mpp 488 A																			
Total area		Module area 1669 m²		Cell area 1442 m²																			
Inverter		Model SUN2000_36KTL_400VAC																					
Custom parameters definition		Manufacturer Huawei Technologies																					
Characteristics		Operating Voltage 200-1000 V		Unit Nom. Power 36.0 kWac																			
				Max. power (=>35°C) 40.0 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters 7 units		Total Power 252 kWac																			
				Pnom ratio 1.24																			
PV Array loss factors																							
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 20 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.4 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP																			
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %																			
Module average degradation		Year no 5		Loss factor 0.4 %/year																			
Mismatch due to degradation		Imp RMS dispersion 0.4 %/year		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year																			
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <th>0°</th> <th>20°</th> <th>30°</th> <th>40°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>80°</th> <th>90°</th> </tr> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.950</td> <td>0.750</td> <td>0.000</td> </tr> </table>						0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.950	0.750	0.000
0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°															
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.950	0.750	0.000															
User's needs :		Unlimited load (grid)																					





G.3 – Ficha técnica dos módulos utilizados no Edifício C – BLK-G6-335



powered by
Q.ANTUM DUO

Q.PEAK DUO BLK-G6
330-345
ENDURING HIGH PERFORMANCE








Q.ANTUM TECHNOLOGY: LOW LEVELISED COST OF ELECTRICITY
Higher yield per surface area, lower BOS costs, higher power classes, and an efficiency rate of up to 19.5%.

INNOVATIVE ALL-WEATHER TECHNOLOGY
Optimal yields, whatever the weather with excellent low-light and temperature behaviour.

ENDURING HIGH PERFORMANCE
Long-term yield security with Anti LID Technology, Anti PID Technology¹, Hot-Spot Protect and Traceable Quality Tra.Q™.

EXTREME WEATHER RATING
High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (4000 Pa).

A RELIABLE INVESTMENT
Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty².

STATE OF THE ART MODULE TECHNOLOGY
Q.ANTUM DUO combines cutting edge cell separation and innovative wiring with Q.ANTUM Technology.

¹ APT (cell conditions) according to IEC 61215 Ed2016, method B (-1500V, 168h)

² See data sheet on rear for further information.

THE IDEAL SOLUTION FOR:

 Rooftop arrays on residential buildings

Engineered in Germany

Q CELLS

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	1740 mm × 1030 mm × 32 mm (including frame)
Weight	19.9 kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Black anodized aluminium
Cell	6 × 20 monocrystalline QANTUM solar half cells
Junction box	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) ≥ 1150 mm, (-) ≥ 1150 mm
Connector	Suitable MC4, Amphenol UTX, Ranshe DS-6, Tongling TC-Cable01 S, JMT-HV, JMR01, IP68 or Friends EV3p, IP67



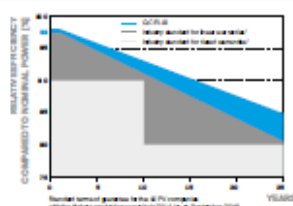
ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS			330	335	340	345
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5W / -0W)						
Minimum	Power at MPP	P _{MPP} [W]	330	335	340	345
	Short Circuit Current ²	I _{sc} [A]	10.41	10.47	10.52	10.58
	Open Circuit Voltage ³	V _{oc} [V]	40.15	40.41	40.66	40.92
	Current at MPP	I _{MPP} [A]	9.91	9.97	10.02	10.07
	Voltage at MPP	V _{MPP} [V]	33.29	33.62	33.94	34.25
	Efficiency ⁴	η [%]	≥18.4	≥18.7	≥19.0	≥19.3
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT ²						
Minimum	Power at MPP	P _{MPP} [W]	247.0	250.7	254.5	258.2
	Short Circuit Current	I _{sc} [A]	8.39	8.43	8.48	8.52
	Open Circuit Voltage	V _{oc} [V]	37.86	38.10	38.34	38.59
	Current at MPP	I _{MPP} [A]	7.80	7.84	7.89	7.93
	Voltage at MPP	V _{MPP} [V]	31.66	31.97	32.27	32.57
	Efficiency ⁴	η [%]	≥18.4	≥18.7	≥19.0	≥19.3

^bMeasurement tolerances $R_{\text{eff}} \pm 3\%$, I_{sc} , $V_{\text{OC}} \pm 5\%$ at STC: 1000 W/m², 25 ± 2 °C, AM 1.5 G according to IEC 60904-3. ^c800 W/m², NMOT, spectrum AM 1.5 G.

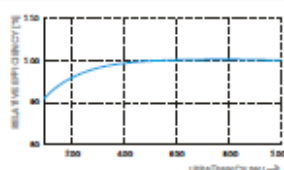
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.54 % degradation per year. At least 93.1 % of nominal power up to 10 years. At least 85% of nominal power up to 20 years.

All data within measurement tolerances. Full warranty in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25 °C, 1000 W/m²).

TEMPERATURE COEFFICIENTS							
Temperature Coefficient of I_{SC}	α	[%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V_{OC}	β	[%/K]	-0.27
Temperature Coefficient of P_{max}	γ	[%/K]	-0.36	Normal Module Operating Temperature	MMOT	°C	43.3

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage	V_{sys}	[V]	1,000	Safety Class	II
Maximum Reverse Current	I_s	[A]	20	Fire Rating	C
Max. Design Load, Push / Pull		[Pa]	3500 / 2667	Permitted Module Temperature on Continuous Duty	-40°C ~ +85°C
Max. Test Load, Push / Pull		[Pa]	5400 / 4000		

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

VDE Quality Tested, IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, Application Class I.
This data sheet complies with DIN EN 50380.



PACKAGING INFORMATION

Number of Modules per Pallet	32
Number of Pallets per Trailer (24 ft)	28
Number of Pallets per 40' HC-Container (26 ft)	24
Pallet Dimensions (L x W x H)	181.5 x 115.0 x 119.0mm
Pallet Weight	683kg

Note: Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact our technical service department for further information on approved installation and use of this product.

Hamwha Q CELLS GmbH

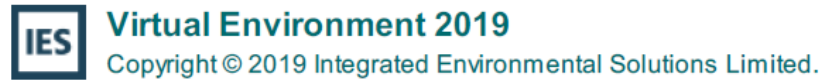
Seminare 17-21. 06766 Jülich, Germany | TEL +49 (0)3194 66 99-23111 | FAX +49 (0)3194 66 99-23000 | EMAIL info@q-cells.com | WEB www.q-cells.com

Downloaded from <http://ajphaphysocpharm.sagepub.com/> at UNIV OF CALIFORNIA LIBRARY on September 10, 2012

G.4 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação do Edifício C, com base no diagrama de perdas do PVsyst

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	1669			
Eficiência do módulo [%]	0,1871			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1849	-	577387	
Transposição para plano inclinado [%]	-1%	-5774		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		571613	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	0,00%	0	571613	0,00%
sombras	0,00%	0	571613	0,00%
IAM	-1,50%	-8574	563039	-1,50%
sujidade	0,00%	0	563039	0,00%
degradação	0,00%	0	563039	0,00%
irradiância	-1,10%	-6193	556846	-1,08%
temperatura	-6,30%	-35081	521764	-6,14%
qualidade módulos	0,40%	2087	523851	0,37%
corr espectral	0,00%	0	523851	0,00%
sombras: elect	0,00%	0	523851	0,00%
LID	0,00%	0	523851	0,00%
missmatch	-1,30%	-6810	517041	-1,19%
cabos	-1,00%	-5170	511871	-0,90%
inversor: efic	-1,50%	-7678	504193	-1,34%
inversor: pot nominal	0,00%	0	504193	0,00%
consumo notruno inv	0,00%	0	504193	0,00%
indisponibilidade	0,00%	0	504193	0,00%
cabos AC	0,00%	0	504193	0,00%
Total	-12,30%	-67420	504193	-11,79%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-8,72%
Perdas por sombreamento				0,00%
Perdas de inversor				-1,34%
Perdas do sistema				-1,73%

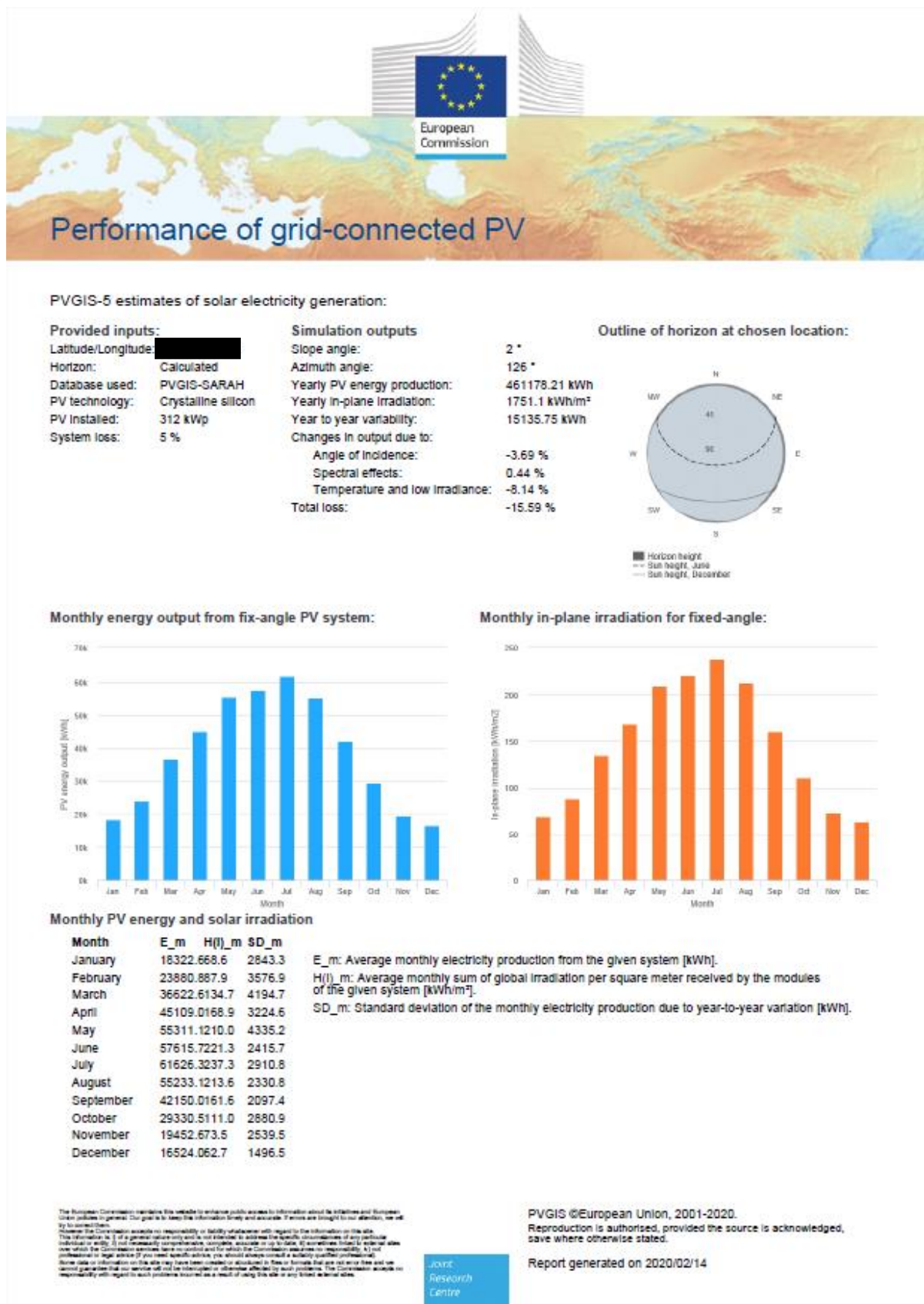
G.5 – Relatório da simulação da instalação do Edifício C no IESve



Project File: [REDACTED]
Sim File: [REDACTED]
Weather File: Lisboa 100m.epw

	Global radiation (kWh/m²)	Diffuse radiation (kWh/m²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Lisboa 100m.epw	Lisboa 100m.epw	Torre Colombo.aps
Jan 01-31	68.11	29.70	-16.7368
Feb 01-28	85.25	38.05	-21.8489
Mar 01-31	135.66	55.57	-35.8626
Apr 01-30	171.87	55.49	-45.9602
May 01-31	210.05	74.45	-56.4455
Jun 01-30	227.43	68.29	-60.3718
Jul 01-31	242.47	60.03	-63.4314
Aug 01-31	206.15	58.93	-53.5112
Sep 01-30	158.49	47.22	-40.6870
Oct 01-31	110.17	47.96	-28.1533
Nov 01-30	73.56	28.15	-18.0400
Dec 01-31	54.34	26.56	-13.2840
Summed total	1743.54	590.40	-454.3324

G.6 – Relatórios da simulação da instalação do Edifício B no PVGIS



ANEXO H - Dados da instalação do Edifício F da secção 4.7

H.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício F nas várias ferramentas

Tabela H.1 - Comparação das ferramentas na instalação do Edifício F

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Alcochete	Alcochete	Alcochete	Lisboa
Azimute [°]	0	0	0	S
Inclinação [°]	25	25	25	25
Radiação [kWh/m ²]	2036	2036	2011	2000
Potência nominal global [kWp]	296	296	296	296
Input de perdas [%]	-	-	13	23
Perdas totais [%]	23	-	24	23
Produção anual [MWh]	467	468	452	456
Desvio absoluto [MWh]	-	1	-14	-11
Desvio relativo [%]	-	0,3	3,1	-2,3
Produção específica [kWh/kWp]	1574	1581	1528	1540
Índice de desempenho [%]	77	82	76	77%

H.2 – Relatório fornecido da simulação no PVsyst

PVSYST V6.79		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :			
Geographical Site		Country Portugal	
Situation	Latitude	Longitude	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude 15 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=28% - Synthetic		
Simulation variant :			
Simulation date			
Simulation parameters		System type Roof System	
Collector Plane Orientation	Tilt 25°	Azimuth 0°	
Sheds configuration	Nb. of sheds 1078		
	Sheds spacing 2.76 m	Collector width 0.99 m	
Shading limit angle	Limit profile angle 12.7°	Ground cov. Ratio (GCR) 35.9 %	
Models used	Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm	
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model SRP-275-6PB	
Custom parameters definition	Manufacturer Seraphim		
Sub-array "Edifícios Sul 36"			
Number of PV modules	In series 22 modules	In parallel 7 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules 154	Unit Nom. Power 275 Wp	
Array global power	Nominal (STC) 42.4 kWp	At operating cond. 38.3 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 631 V	I mpp 61 A	
Sub-array "Edifícios Sul 30"			
Number of PV modules	In series 22 modules	In parallel 6 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules 132	Unit Nom. Power 275 Wp	
Array global power	Nominal (STC) 36.3 kWp	At operating cond. 32.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 631 V	I mpp 52 A	
Sub-array "Edifícios Norte"			
Number of PV modules	In series 22 modules	In parallel 36 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules 792	Unit Nom. Power 275 Wp	
Array global power	Nominal (STC) 218 kWp	At operating cond. 197 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 631 V	I mpp 312 A	
Total Arrays global power	Nominal (STC) 296 kWp	Total 1078 modules	
	Module area 1754 m²		
Sub-array "Edifícios Sul 36" : Inverter			
Original PVsyst database	Model SUN2000_36KTL 400Vac		
	Manufacturer Huawei Technologies		
Characteristics	Operating Voltage 200-1000 V	Unit Nom. Power 36.0 kWac	
Inverter pack	Nb. of inverters 1 units	Total Power 36 kWac	
		Pnom ratio 1.18	

PVSYST V6.79

Page 2/5

Grid-Connected System: Simulation parameters

Sub-array "Edificios Sul 30" : Inverter

Original PVsyst database

Characteristics

Model

Manufacturer

Operating Voltage

SUN2000-30KTL-A

Huawei Technologies

200-980 V

Unit Nom. Power

Max. power (=>35°C)

30.0 kWac

33.0 kWac

Inverter pack

Nb. of inverters

1 units

Total Power

Pnom ratio

30 kWac

1.21

Sub-array "Edificios Norte" : Inverter

Original PVsyst database

Characteristics

Model

Manufacturer

Operating Voltage

SUN2000-30KTL-A

Huawei Technologies

200-980 V

Unit Nom. Power

Max. power (=>35°C)

30.0 kWac

33.0 kWac

Inverter pack

Nb. of inverters

6 units

Total Power

Pnom ratio

180 kWac

1.21

Total

Nb. of inverters

8

Total Power

246 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses

Thermal Loss factor

Wiring Ohmic Loss

LID - Light Induced Degradation

Module Quality Loss

Module Mismatch Losses

Strings Mismatch loss

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

Uc (const)

Array#1

Array#2

Array#3

Global

20.0 W/m²K

174 mOhm

203 mOhm

34 mOhm

Loss Fraction

Uv (wind)

Loss Fraction

Loss Fraction

Loss Fraction

Loss Fraction

Loss Fraction

3.0 %

0.0 W/m²K / m/s

1.5 % at STC

1.5 % at STC

1.5 % at STC

1.5 % at STC

1.8 %

0.0 %

1.0 % at MPP

0.10 %

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

System loss factors

Unavailability of the system

Wires: 3x500.0 mm²

219 m

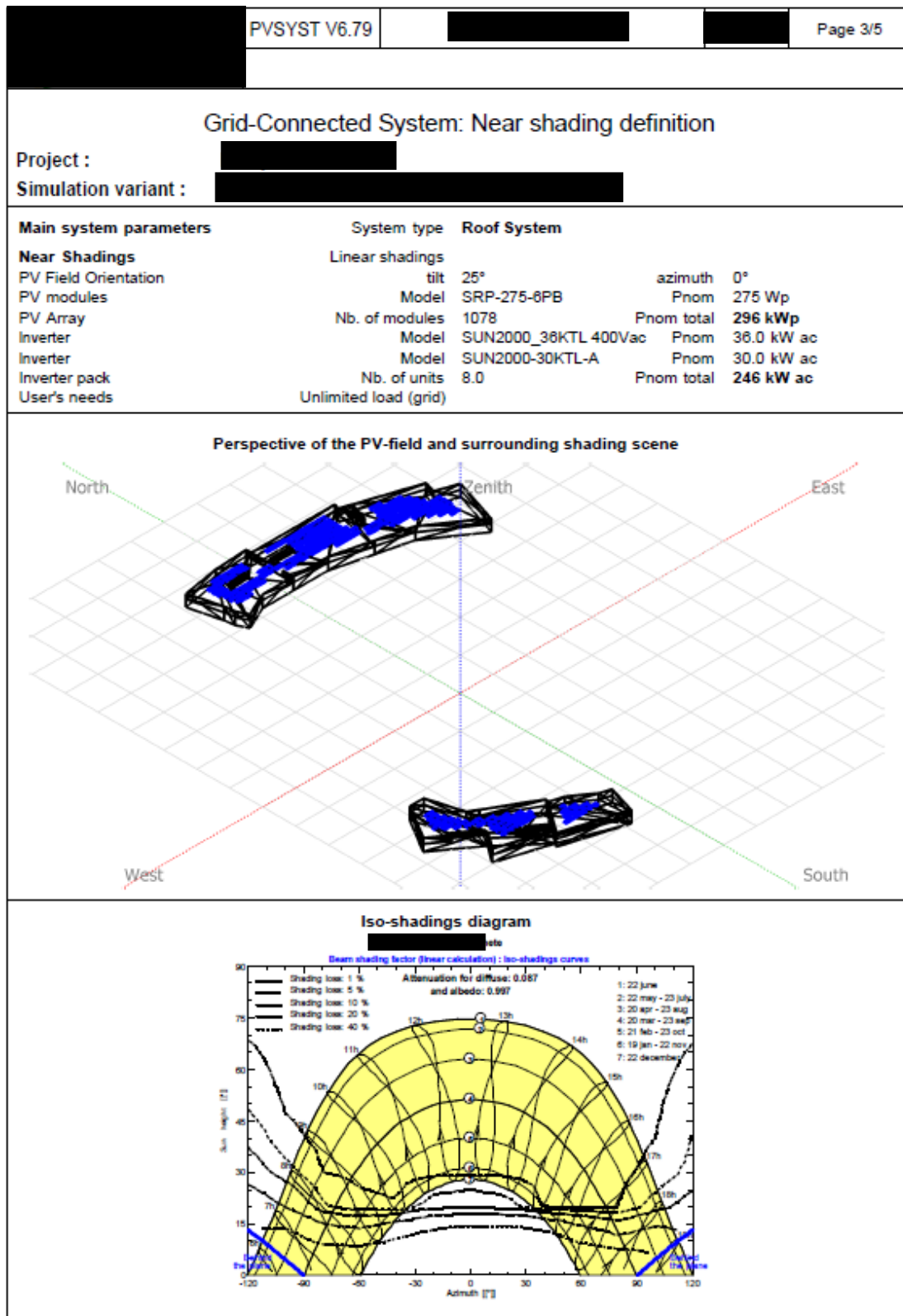
1.0 days, 3 periods

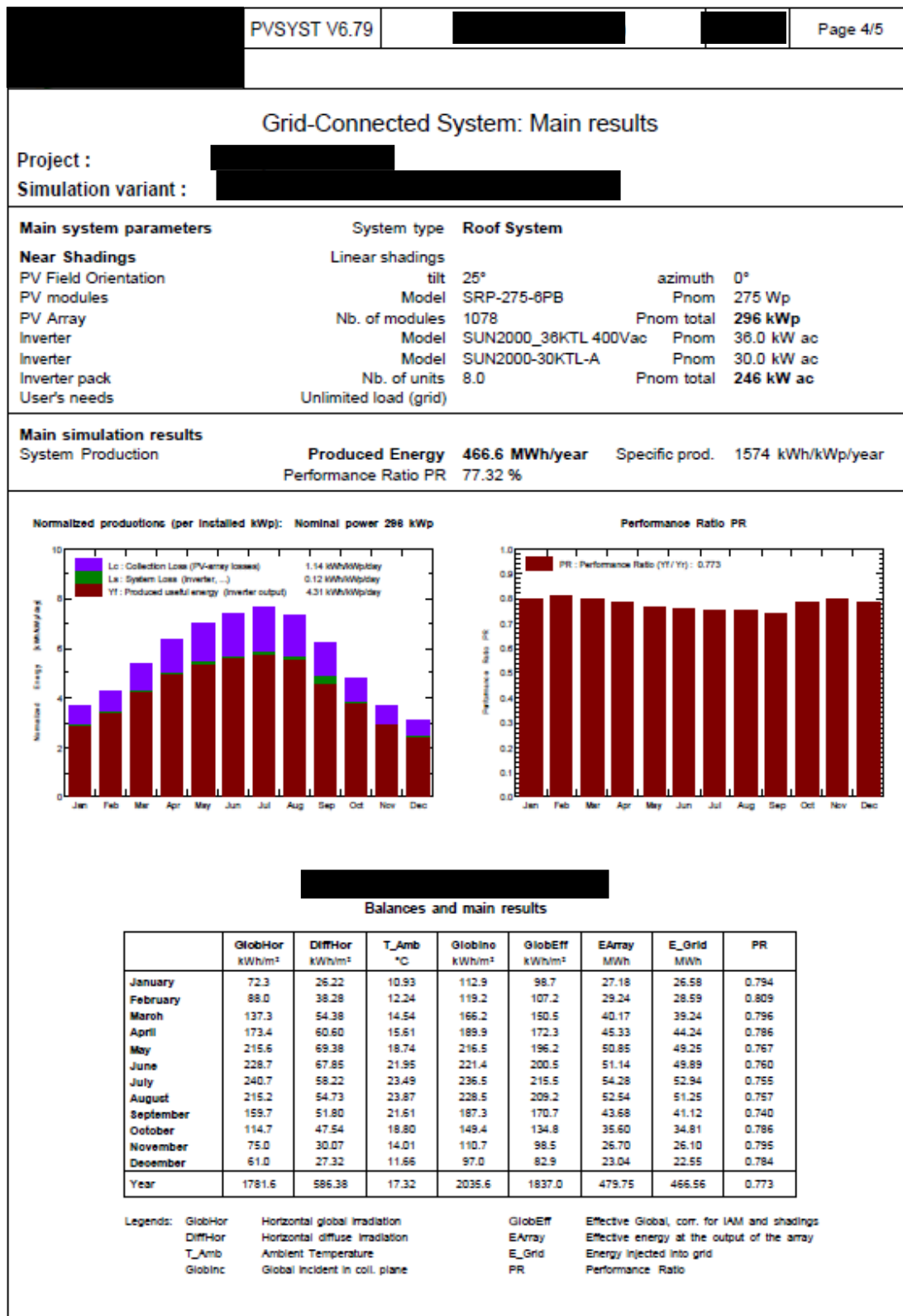
Loss Fraction

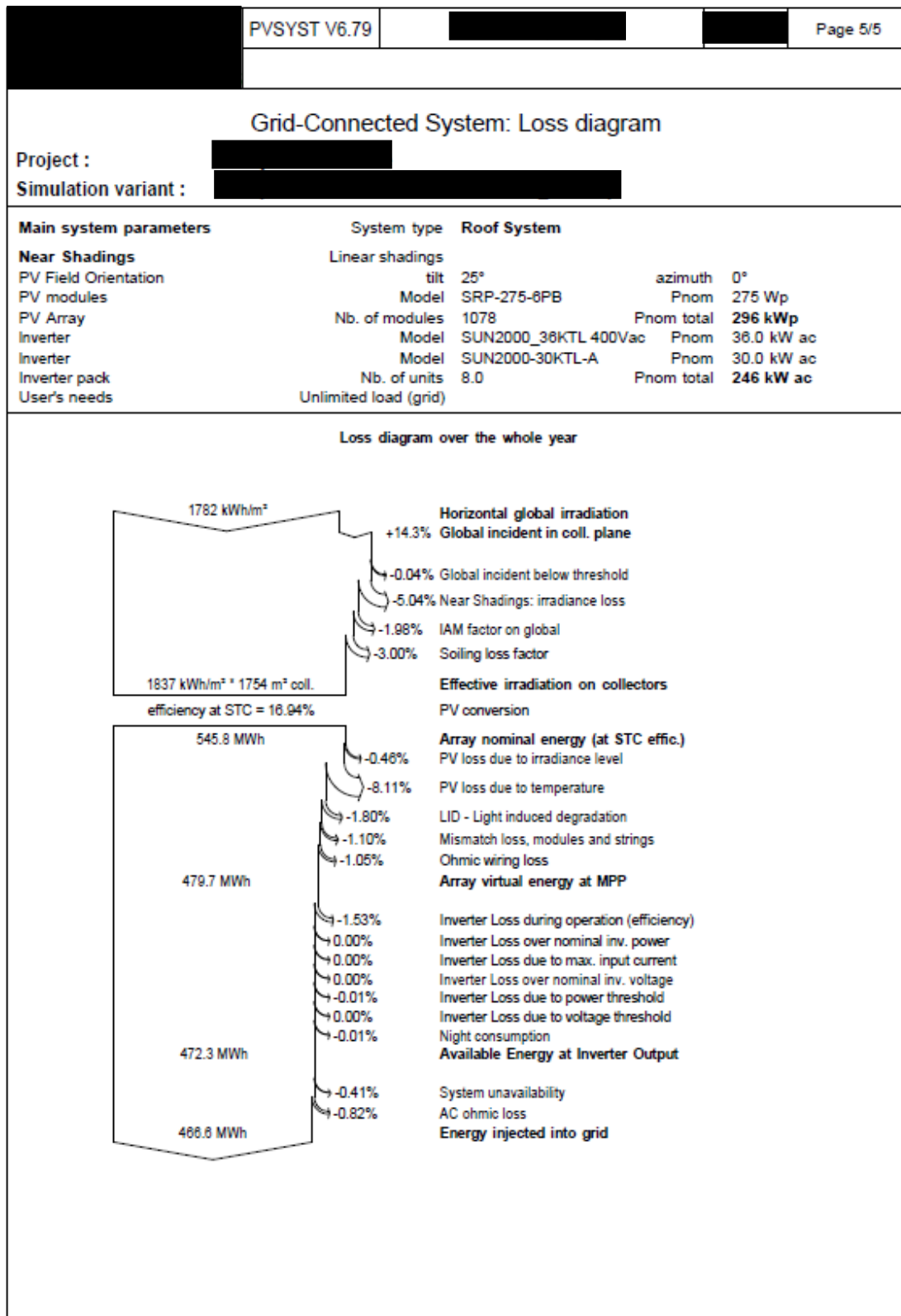
Time fraction

1.5 % at STC

0.3 %







H.3 – Cálculo de perdas detalhadas para instalação do Edifício F, com base no diagrama de perdas do PVsyst

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	1754			
Eficiência do módulo [%]	0,1694			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1782	-	529481	
Transposição para plano inclinado [%]	14%	75716		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		605197	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,04%	-242	604955	-0,04%
sombras	-5,04%	-30490	574465	-5,04%
IAM	-1,98%	-11374	563091	-1,88%
sujidade	-3,00%	-16893	546198	-2,79%
degradação	0,00%	0	546198	0,00%
irradiância	-0,46%	-2513	543686	-0,42%
temperatura	-8,11%	-44093	499593	-7,29%
qualidade módulos	0,00%	0	499593	0,00%
corr espectral	0,00%	0	499593	0,00%
sombras: elect	0,00%	0	499593	0,00%
LID	-1,80%	-8993	490600	-1,49%
missmatch	-1,10%	-5397	485204	-0,89%
cabos	-1,05%	-5095	480109	-0,84%
inversor: efic	-1,53%	-7346	472763	-1,21%
inversor: pot nominal	-0,01%	-47	472716	-0,01%
consumo notruno inv	-0,01%	-47	472669	-0,01%
indisponibilidade	-0,41%	-1938	470731	-0,32%
cabos AC	-0,82%	-3860	466871	-0,64%
Total	-25,36%	-138326	466871	-22,86%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-9,58%
Perdas por sombreamento				-5,04%
Perdas de inversor				-1,23%
Perdas do sistema				-6,97%

H.4 - Relatório da simulação da instalação do Edifício F no IESve



Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project File: [REDACTED]
 Sim File: [REDACTED]
 Weather File: Alcochete 15m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Alcochete 15m.epw	Alcochete 15m.epw	Outlet Alcochete.aps
Jan 01-31	67.39	33.57	-23.5631
Feb 01-28	85.16	39.95	-27.2728
Mar 01-31	140.94	51.06	-41.3417
Apr 01-30	170.84	63.75	-44.6482
May 01-31	211.16	71.00	-50.4065
Jun 01-30	229.65	61.55	-51.7410
Jul 01-31	242.25	62.07	-54.7682
Aug 01-31	210.20	61.13	-51.3149
Sep 01-30	160.10	50.46	-43.6264
Oct 01-31	111.90	46.72	-34.5144
Nov 01-30	70.71	33.18	-24.2184
Dec 01-31	57.44	28.07	-20.6518
Summed total	1757.75	602.53	-468.0674

ANEXO I - Dados da instalação do Edifício V da secção 4.7

I.1 - Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício V nas várias ferramentas

Tabela I.1 - Comparação das ferramentas na instalação do Edifício V

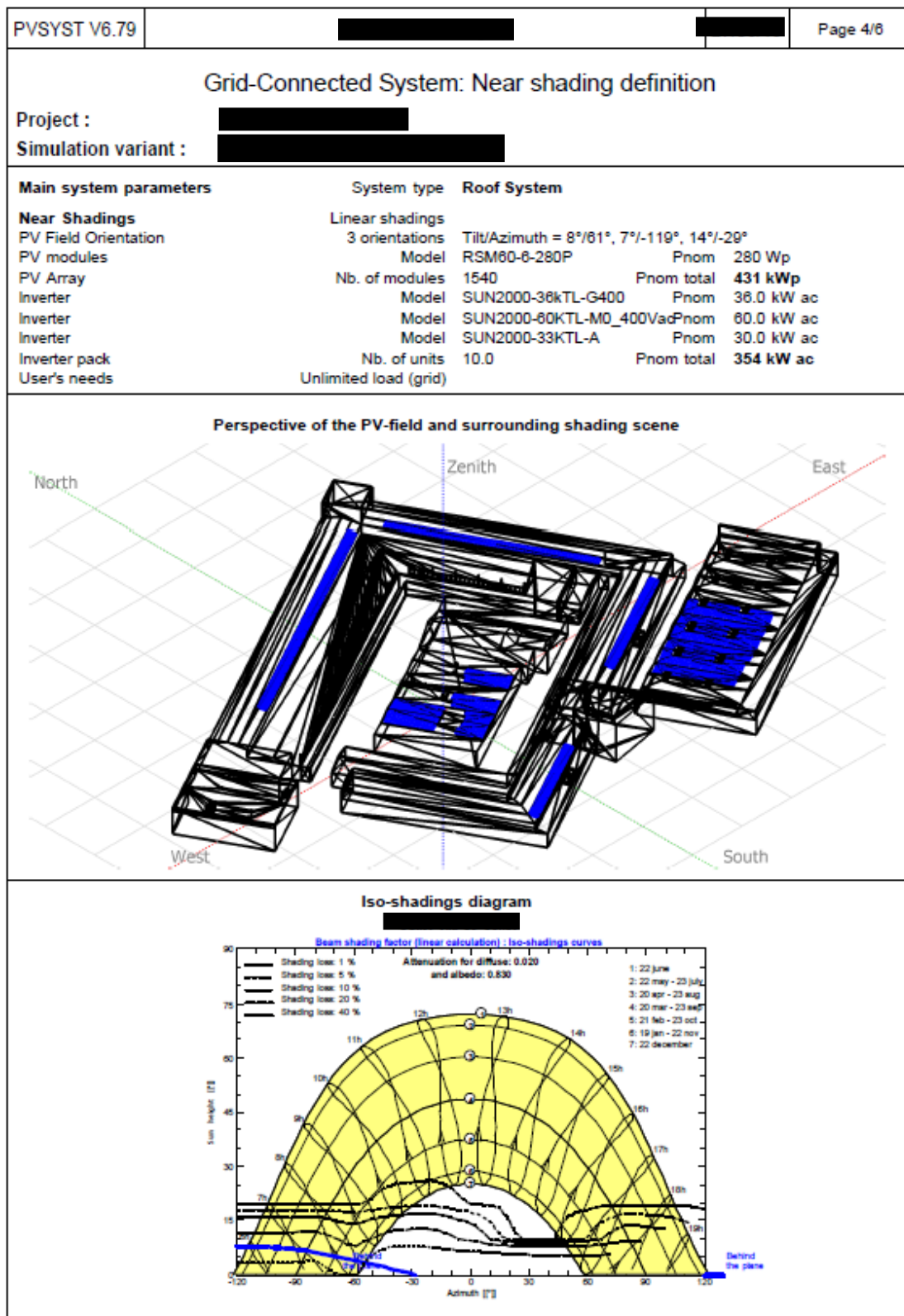
	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Vila do Conde	Porto	Vila do Conde	Porto
Azimute [°]	61/-29/-119	241/151/61	61/-29/-119	SW - NE
Inclinação [°]	8/14/7	8/14/7	8/14/7	10
Radiação [kWh/m ²]	1645	1643	1742	1800
Potência nominal global [kWp]	431	431	431	431
Input de perdas [%]	-	-	10%	20%
Perdas totais [%]	20	-	20	20
Produção anual [MWh]	568	602	587	621
Desvio absoluto [MWh]	-	33	19	52
Desvio relativo [%]	-	5,8%	3,3%	9,2%
Produção específica [kWh/kWp]	1318	1396	1362	1440
Índice de desempenho [%]	80%	85%	81	80%

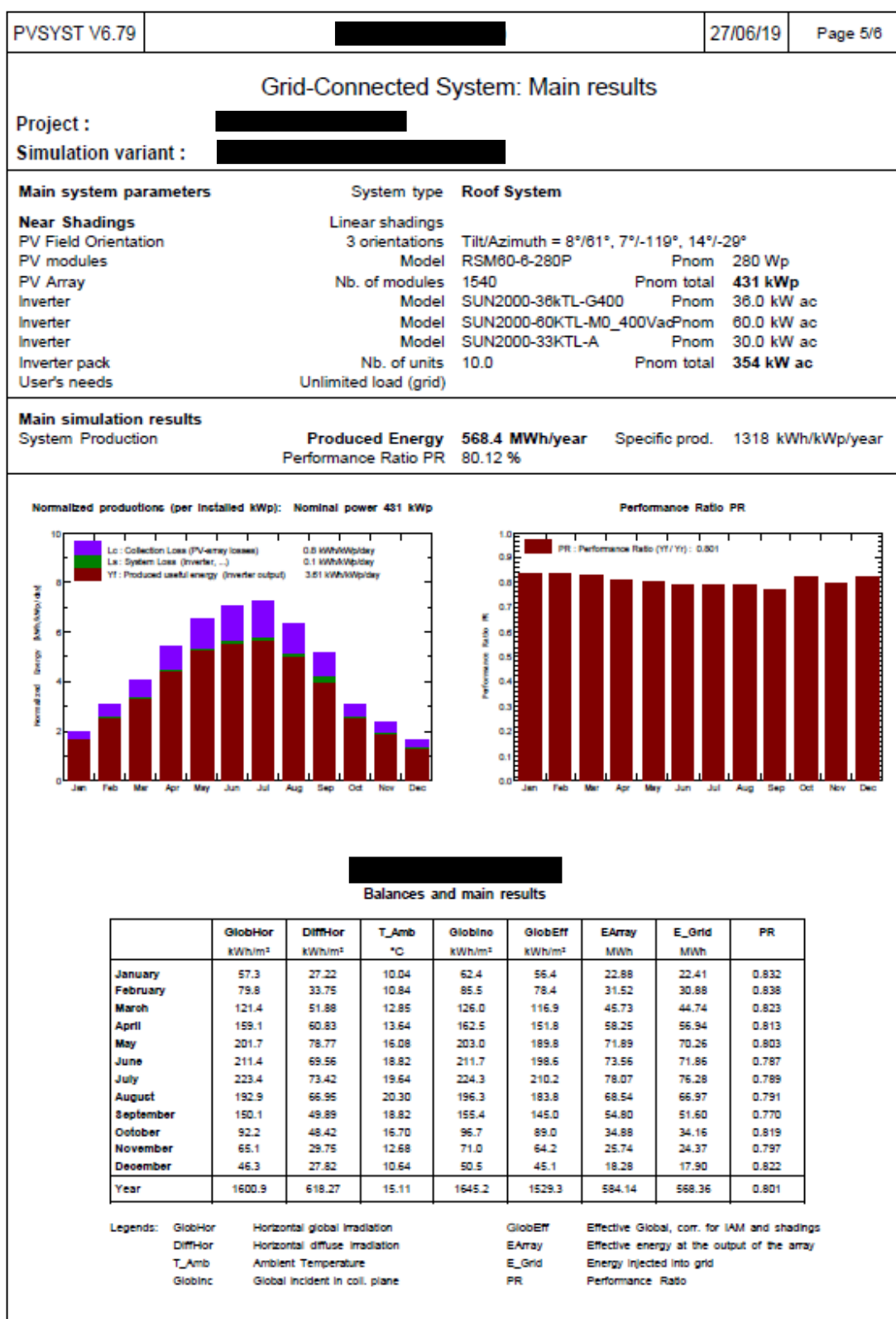
I.2 - Relatório fornecido da simulação no PVsyst

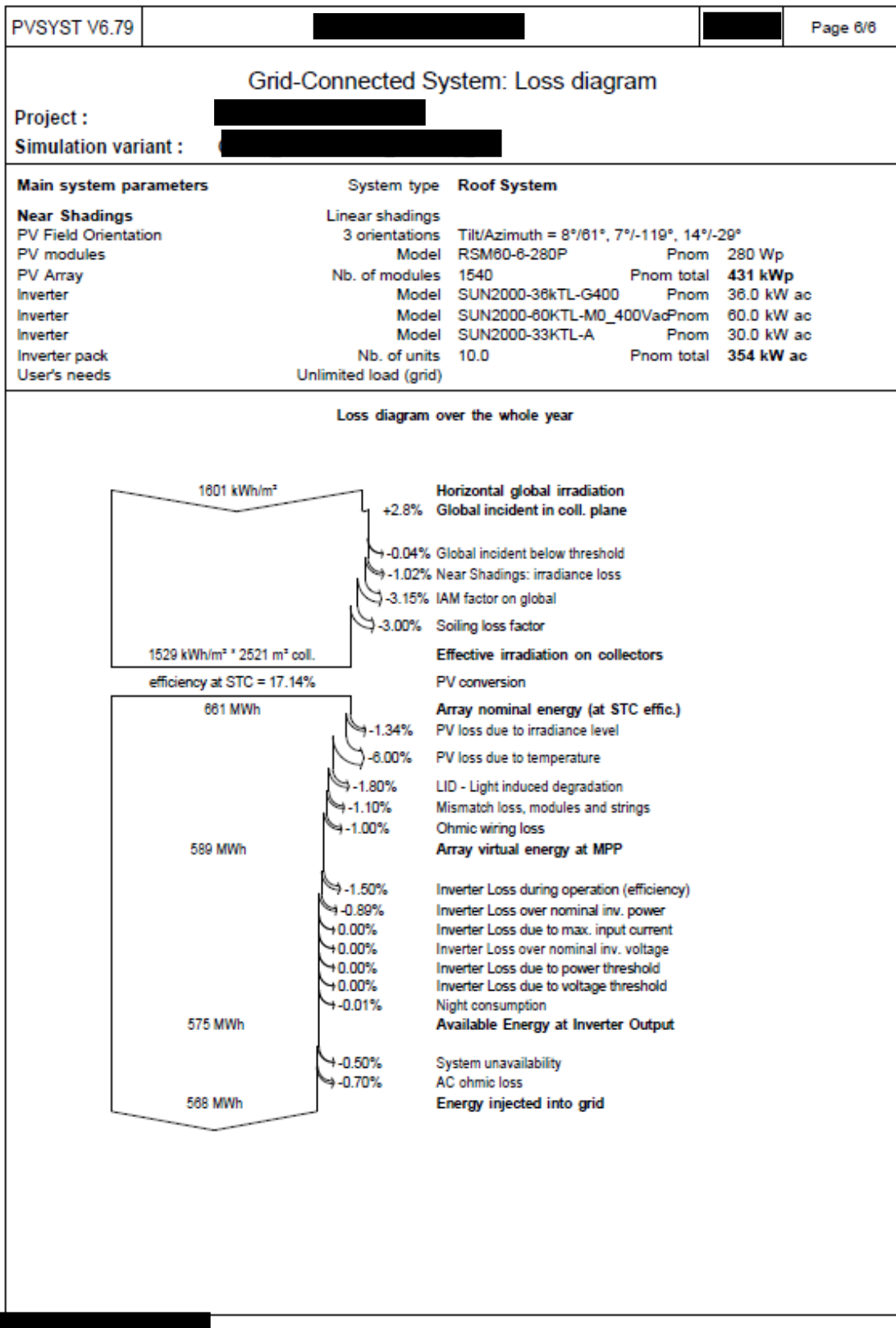
PVSYST V6.79			Page 1/6
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : [REDACTED]			
Geographical Site		Country Portugal	
Situation	Latitude [REDACTED]	Longitude [REDACTED]	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude 36 m
	Albedo 0.20		
Meteo data:	Outlet, Vila do Conde Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant : [REDACTED]			
Simulation date [REDACTED]			
Simulation parameters	System type	Roof System	
3 orientations	tilts/azimuths	8°/61°, 7°/-119°, 14°/-29°	
Sheds configuration	Nb. of sheds	1540 Identical arrays	
	Sheds spacing	1.02 m Collector width 0.99 m	
Shading limit angle	Limit profile angle	72.8° Ground cov. Ratio (GCR) 96.8 %	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Arrays Characteristics (6 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model RSM60-6-280P	
Custom parameters definition	Manufacturer	Risen Energy Co., Ltd	
Sub-array "Complanar-O1-Sul"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 8°/61°
Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel 14 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	308	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	86.2 kWp	At operating cond. 78.0 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	623 V	I mpp 125 A
Sub-array "Complanar-O2-Sul"	Orientation	#2	Tilt/Azimuth 7°/-119°
Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel 14 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	308	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	86.2 kWp	At operating cond. 78.0 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	623 V	I mpp 125 A
Sub-array "Complanar-O1-Central"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 8°/61°
Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel 12 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	264	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	73.9 kWp	At operating cond. 66.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	623 V	I mpp 107 A
Sub-array "Complanar-O1-Central"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 8°/61°
Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel 6 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	132	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	37.0 kWp	At operating cond. 33.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	623 V	I mpp 54 A
Sub-array "Complanar-O2-Central"	Orientation	#2	Tilt/Azimuth 7°/-119°
Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	110	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	30.8 kWp	At operating cond. 27.85 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	623 V	I mpp 45 A

PVSYST V6.79				Page 2/8	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Sub-array "Complanar-O3-Central"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth	14°/-29°
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel	19 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	418	Unit Nom. Power	280 Wp
Array global power		Nominal (STC)	117 kWp	At operating cond.	106 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	623 V	I mpp	170 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	431 kWp	Total	1540 modules
		Module area	2521 m²	Cell area	2270 m²
Sub-array "Complanar-O1-Sul" : Inverter					
Custom parameters definition		Model	SUN2000-36kTL-G400		
		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	36.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	72 kWac
				Pnom ratio	1.20
Sub-array "Complanar-O2-Sul" : Inverter					
Custom parameters definition		Model	SUN2000-36kTL-G400		
		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	36.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	72 kWac
				Pnom ratio	1.20
Sub-array "Complanar-O1-Central" : Inverter					
Custom parameters definition		Model	SUN2000-60KTL-M0_400Vac		
		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	60.0 kWac
				Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	60 kWac
				Pnom ratio	1.23
Sub-array "Complanar-O1-Central" : Inverter					
Custom parameters definition		Model	SUN2000-33KTL-A		
		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	30 kWac
				Pnom ratio	1.23
Sub-array "Complanar-O2-Central" : Inverter					
Custom parameters definition		Model	SUN2000-33KTL-A		
		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	4 * MPPT 21 %	Total Power	25 kWac
				Pnom ratio	1.23
Sub-array "Complanar-O3-Central" : Inverter					
Custom parameters definition		Model	SUN2000-33KTL-A		
		Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	12 * MPPT 28 %	Total Power	95 kWac
				Pnom ratio	1.23
Total		Nb. of inverters	10	Total Power	354 kWac
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses				Loss Fraction	3.0 %
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Array#1	83 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#2	83 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#3	97 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#4	194 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#5	233 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#6	61 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Serie Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC

PVSYST V6.79			Page 3/6
Grid-Connected System: Simulation parameters			
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	1.8 %
Module Quality Loss		Loss Fraction	0.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.999	0.987	0.962
System loss factors			
		Wires: 3x500.0 mm ² 150 m	Loss Fraction 1.5 % at STC
Unavailability of the system		1.0 days, 3 periods	Time fraction 0.3 %







I.3 – Ficha técnica dos módulos utilizados no Edifício V – RSM60-6-280P

HIGH PERFORMANCE POLYCRYSTALLINE MODULE

RSM60-6-260P-280P/4BB

60 CELL POLYCRYSTALLINE MODULE

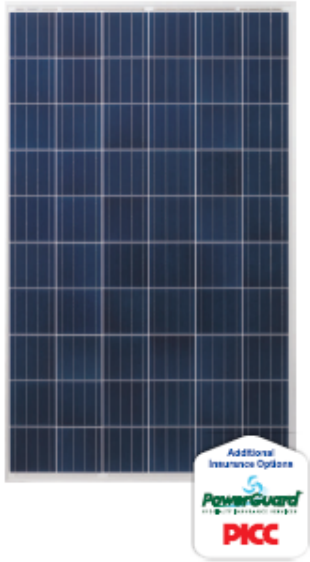
260-280Wp POWER OUTPUT RANGE

17.1% MAXIMUM EFFICIENCY



About Risen Energy

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 2002, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.



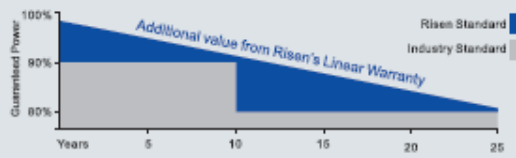
KEY SALIENT FEATURES

-  **Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing**
-  **Photon Independent field testing - Ranked in the top 2 of 176 International suppliers**
-  **Industry leading lowest thermal co-efficient of Power**
-  **Industry leading 12 years product warranty**
-  **Excellent low irradiance performance**
-  **Excellent PID resistance**
-  **Positive tight power tolerance of 3%**
-  **Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product**
-  **Module Imp binning radically reduces string mismatch losses**
-  **Warranted reliability and stringent quality assurances' well beyond certified requirements**
-  **Certified to withstand severe environmental conditions**
 - ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
 - ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
 - ♦ Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance



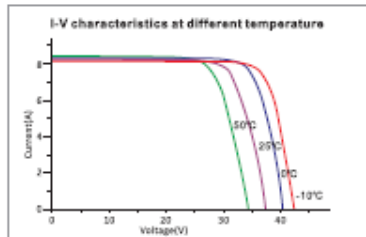
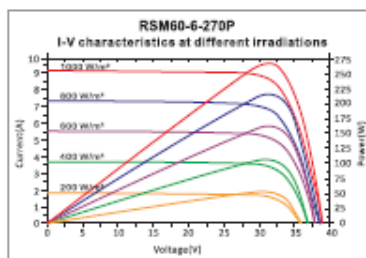
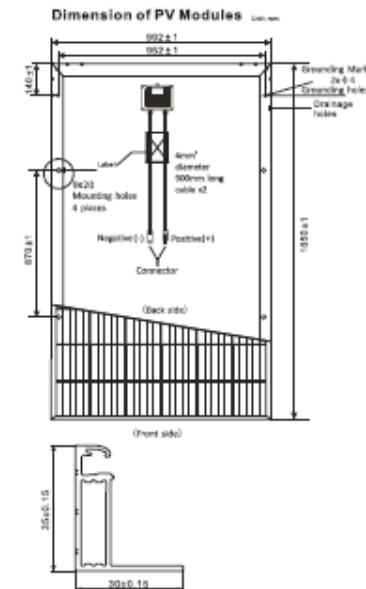
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



THE POWER OF RISING VALUE

RISEN ENERGY CO., LTD.
 Tashan Industry Zone, Meilin,
 Ninghai 315609, Ningbo | PRC
 Tel: +86-574-59953239
 Fax: +86-574-59953599
 E-mail: marketing@risenenergy.com
 Website: www.risenenergy.com



Our Partners:

REM60-4BB-EN-8VC-H1 2017

ELECTRICAL DATA(STC)

Model Number	RSM60-6-260P	RSM60-6-265P	RSM60-6-270P	RSM60-6-275P	RSM60-6-280P
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	260	265	270	275	280
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.8	38.0	38.2	38.4	38.6
Short Circuit Current-Isc(A)	9.04	9.12	9.20	9.28	9.36
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	30.6	30.9	31.2	31.5	31.8
Maximum Power Current-Impp(A)	8.50	8.58	8.66	8.74	8.82
Module Efficiency (%)	15.9	16.2	16.5	16.8	17.1

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

ELECTRICAL DATA(NOCT)

Model Number	RSM60-6-260P	RSM60-6-265P	RSM60-6-270P	RSM60-6-275P	RSM60-6-280P
Maximum Power-Pmax (Wp)	194	197	201	205	208
Open Circuit Voltage-Voc (V)	35.2	35.3	35.5	35.6	35.8
Short Circuit Current-Isc (A)	7.31	7.38	7.44	7.51	7.57
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	28.1	28.3	28.4	28.6	28.7
Maximum Power Current-Impp (A)	6.89	6.98	7.08	7.17	7.25

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Polycrystalline 156×156 mm
Cell configuration	60 cells (6×10)
Module dimensions	1650×992×35mm
Weight	18kg
Superstrate	3.2 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Backsheet
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1000VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), 900mm length
Connector	IP67 MC4 Compatible

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000VDC
Max Series Fuse Rating	15A
Limiting Reverse Current	15A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft	20ft
Number of modules per container	840	360
Number of modules per pallet	30	30
Number of pallets per container	28	12
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1680×1120×1250	1680×1120×1250
Box gross weight[kg]	580	580

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2017 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

I.4 - Cálculo de perdas detalhadas para instalação do Edifício V, com base no diagrama de perdas do PVsyst

cálculo das perdas detalhadas		Energia perdida/ganha [kWh]	Energia acumulada [kWh]	Perdas em relação à "energia no plano inclinado"
Área total de módulos [m ²]	2521			
Eficiência do módulo [%]	0,1714			
Irrad. Global Horizontal [kWh/m ²]	1601	-	691791	
Transposição para plano inclinado [%]	3%	19370		
Irrad. Global Incidente [kWh/m ²]	-		711161	
Perdas detalhadas [%]				
Rad. abaixo plano	-0,04%	-284	710877	-0,04%
sombras	-1,02%	-7251	703626	-1,02%
IAM	-3,15%	-22164	681462	-3,12%
sujidade	-3,00%	-20444	661018	-2,87%
degradação	0,00%	0	661018	0,00%
irradiância	-1,34%	-8858	652160	-1,25%
temperatura	-6,00%	-39130	613031	-5,50%
qualidade módulos	0,00%	0	613031	0,00%
corr espectral	0,00%	0	613031	0,00%
sombras: elect	0,00%	0	613031	0,00%
LID	-1,80%	-11035	601996	-1,55%
missmatch	-1,10%	-6622	595374	-0,93%
cabos	-1,00%	-5954	589420	-0,84%
inversor: efic	-1,50%	-8841	580579	-1,24%
inversor: pot nominal	-0,89%	-5167	575412	-0,73%
consumo notruno inv	-0,01%	-58	575354	-0,01%
indisponibilidade	-0,50%	-2877	572478	-0,40%
cabos AC	-0,70%	-4007	568470	-0,56%
Total	-22,05%	-142691	568470	-20,06%
Perdas por temperatura, irradiação, espectrais e ângulo de incidência				-9,86%
Perdas por sombreamento				-1,02%
Perdas de inversor				-1,98%
Perdas do sistema				-7,16%

I.5 - Relatório da simulação da instalação do Edifício V no IESve



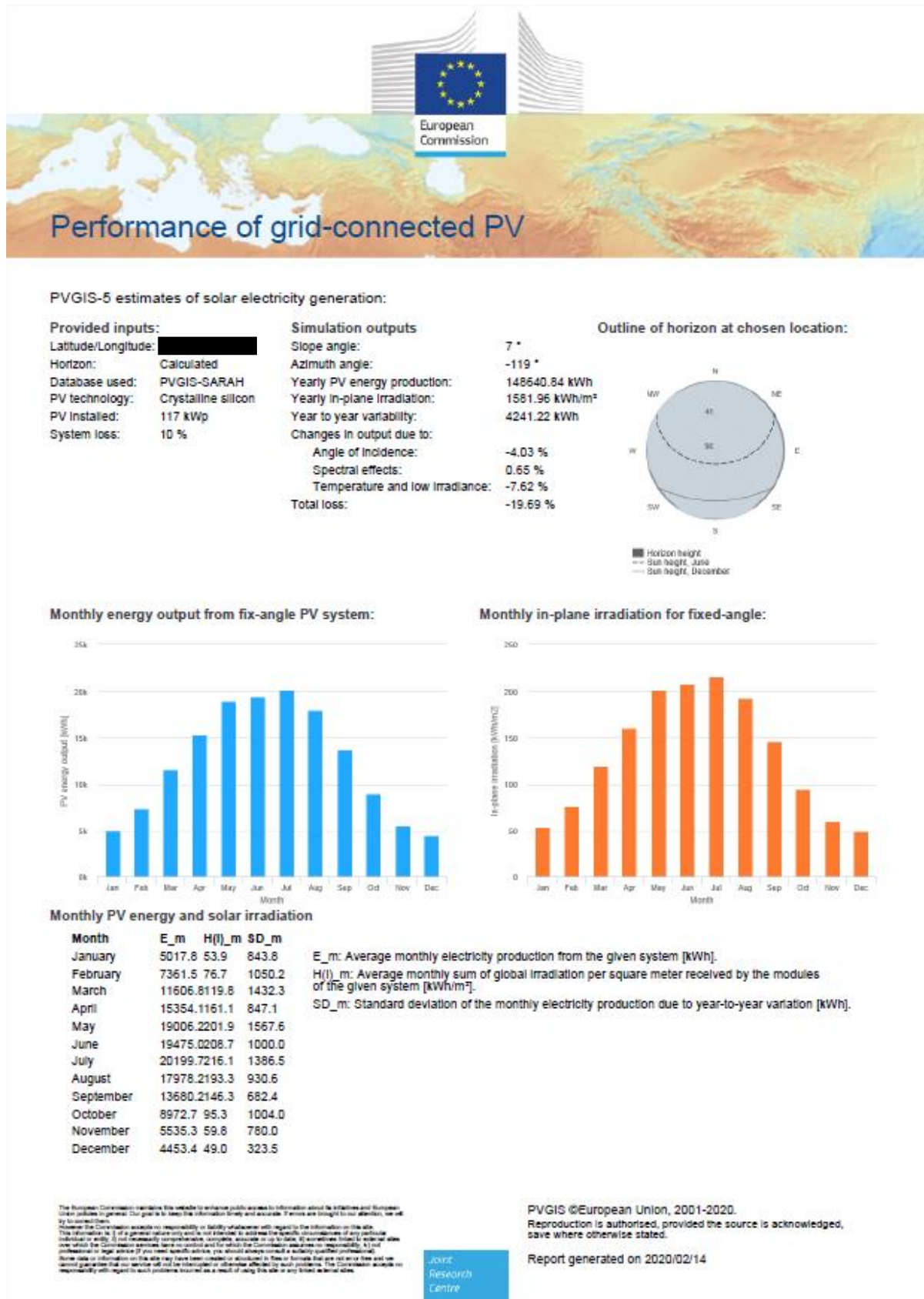
Virtual Environment 2019

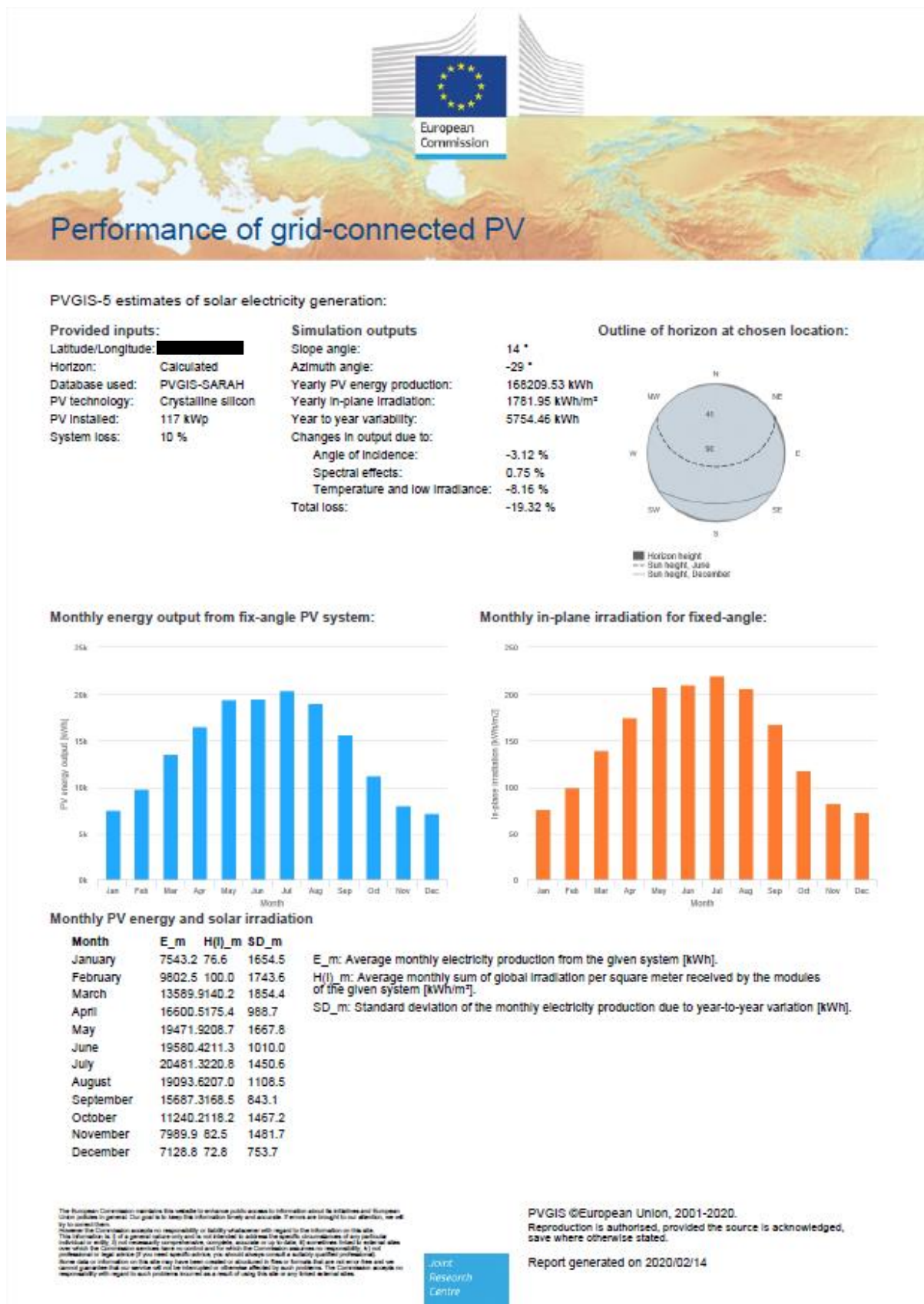
Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

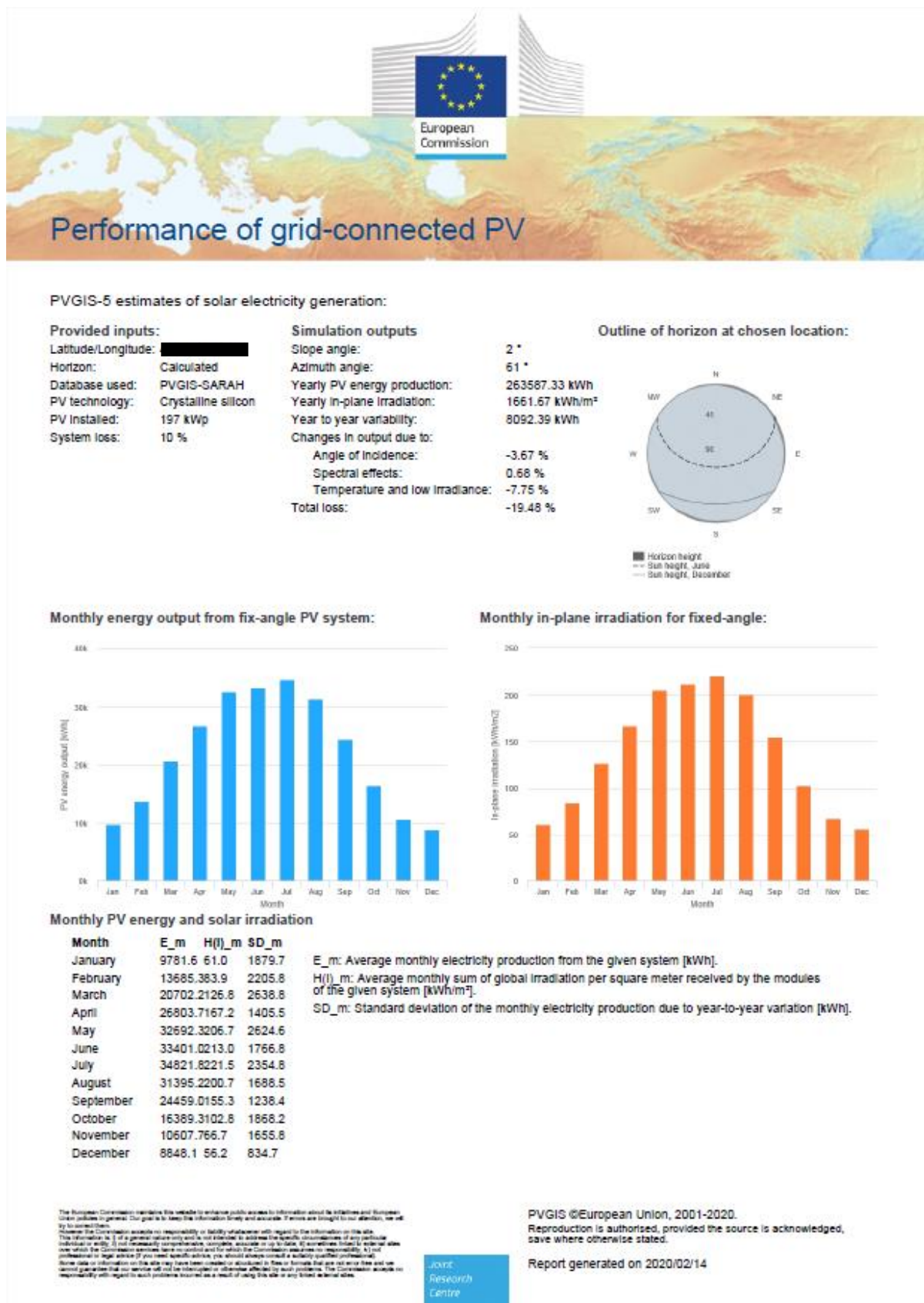
Proje [REDACTED] onde.mit
Sim File: experiencia.aps 06/Feb/2020
Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Vila do Conde 29m.epw	Vila do Conde 29m.epw	experiencia.aps
Jan 01-31	54.57	29.38	-21.2642
Feb 01-28	75.49	36.00	-29.2713
Mar 01-31	126.50	53.65	-48.5458
Apr 01-30	160.55	64.14	-60.8444
May 01-31	199.71	73.94	-73.9861
Jun 01-30	221.17	69.79	-80.2853
Jul 01-31	230.06	66.22	-82.7311
Aug 01-31	200.22	59.10	-72.7834
Sep 01-30	147.12	48.63	-54.6802
Oct 01-31	96.87	46.81	-36.8073
Nov 01-30	61.51	31.44	-23.6670
Dec 01-31	43.11	25.93	-16.7293
Summed total	1616.88	605.03	-601.5955

I.6 - Relatórios da simulação da instalação do Edifício V no PVGIS







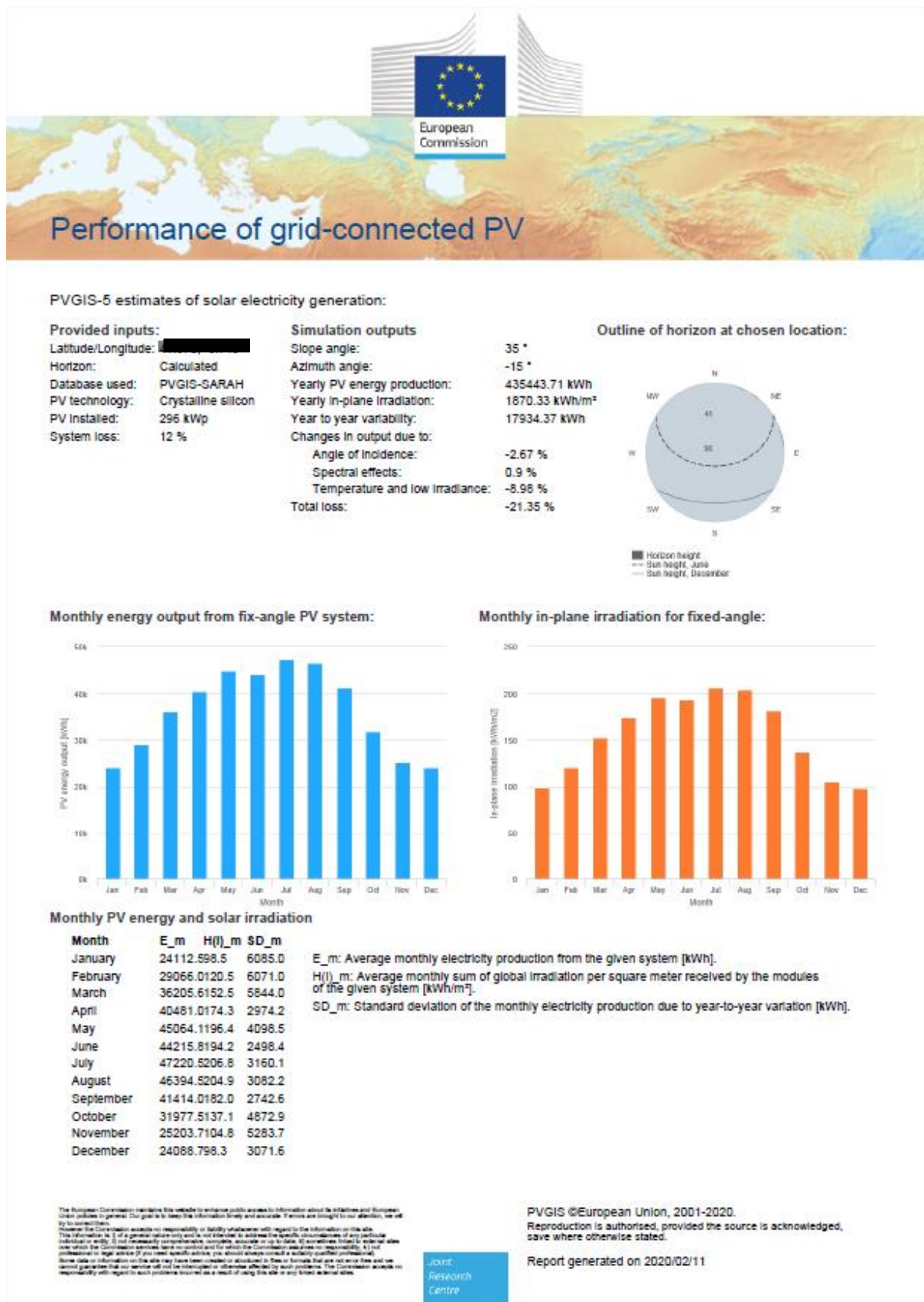
ANEXO J - Dados da instalação de referência da secção 4.8

J.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação de referência do Edifício A nas várias ferramentas

Tabela J.1 - Comparação dos dados iniciais introduzidos em cada ferramenta para a instalação de referência no Edifício A

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Vila do Conde	Vila do Conde	Vila do Conde	Porto
Azimute [°]	-15	165	-15	-
Inclinação [°]	35	35	35	35
Irradiação global incidente no plano inclinado [kWh/m ²]	1847	1795	1870	1900
Área disponível total [m ²]	4750	4750	4750	4750
Área de módulos total [m ²]	1822	1710	1710	1710
Potência nominal global [kWp]	314	296	296	296
Input de perdas [%]	-	-	12	21
Perdas totais [%]	21	-	21	21
Produção anual [MWh]	462	427	435	546
Desvio absoluto [MWh]	-	-35	-26	-16
Desvio relativo [%]	-	-8	-6	-3
Produção específica [kWh/kWp]	1473	1443	1471	1506
Índice de desempenho [%]	80	80	79	79

J.2 - Relatório da simulação da instalação de referência do Edifício A no PVGIS

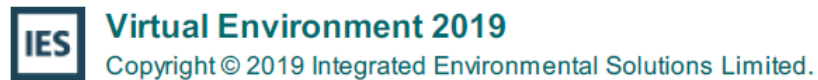


ANEXO K - Dados da instalação do Edifício B da secção 4.8

K.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício B nas várias ferramentas

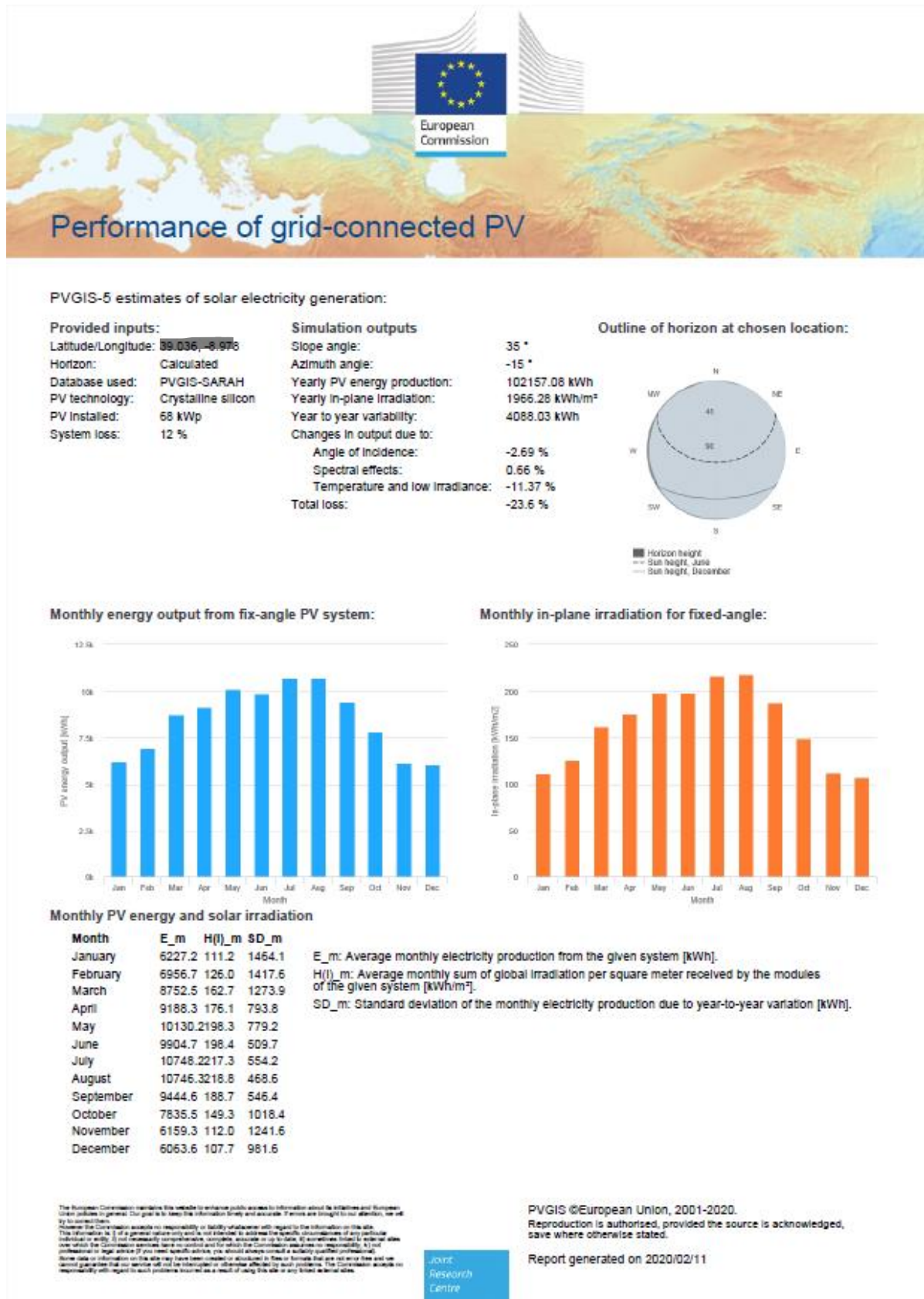
	PVSYST	PVGIS				Cálculo indicadores				IES			
		array 1	array 2	array 3	global	array 1	array 2	array 3	global	array1	array2	array 3	global
Localização	Carregado	Carregado				Lisboa				Alenquer			
Azimute [°]	0/-15/73/-15	0	-15	73	-	-				180	165	253	-
Inclinação [°]	30/30/10/15	35	35	10	-	35	35	10	-	35	35	10	-
Radiação [kWh/m2]	1890	1991	1967	1780	1912	2000	2000	1900	1967	1904	1912	1616	1810
Potência nominal global [kWp]	365	91	68	180	340	91	68	180	340	91	68	180	340
Input de perdas [%]		12%				21%							
Área total disponível [m2]	3256	1240	930	1086	3256	1240	930	1086	3256	1240	930	1086	3256
Área total de módulos [m2]	1978	496	372	977	1845	496	372	977	1845	496	372	977	1845
Perdas globais [%]	18	21	24	24	23	21%				21	-	-	-
Produção anual [MWh]	567	144	102	243	490	144	107	270	521	-	-	-	507
Erro absoluto [MWh]		-	-	-	-78	-	-	-	-46	-	-	-	-61
Erro relativo [%]		-	-	-	-14%	-	-	-	-8%	-	-	-	-11%
Produção/A FV [kWh/m2]	287	290	275	249	265	290	289	276	283	-	-	-	275
Produção específica [kWh/kWp.ano]	1555	1578	1492	1354	1442	1580	1580	1501	1534	-	-	-	1492
Índice de Desempenho (PR) [%]	82,3%	79%	76%	76%	77%	79%	79%	79%	79%	-	-	-	82%

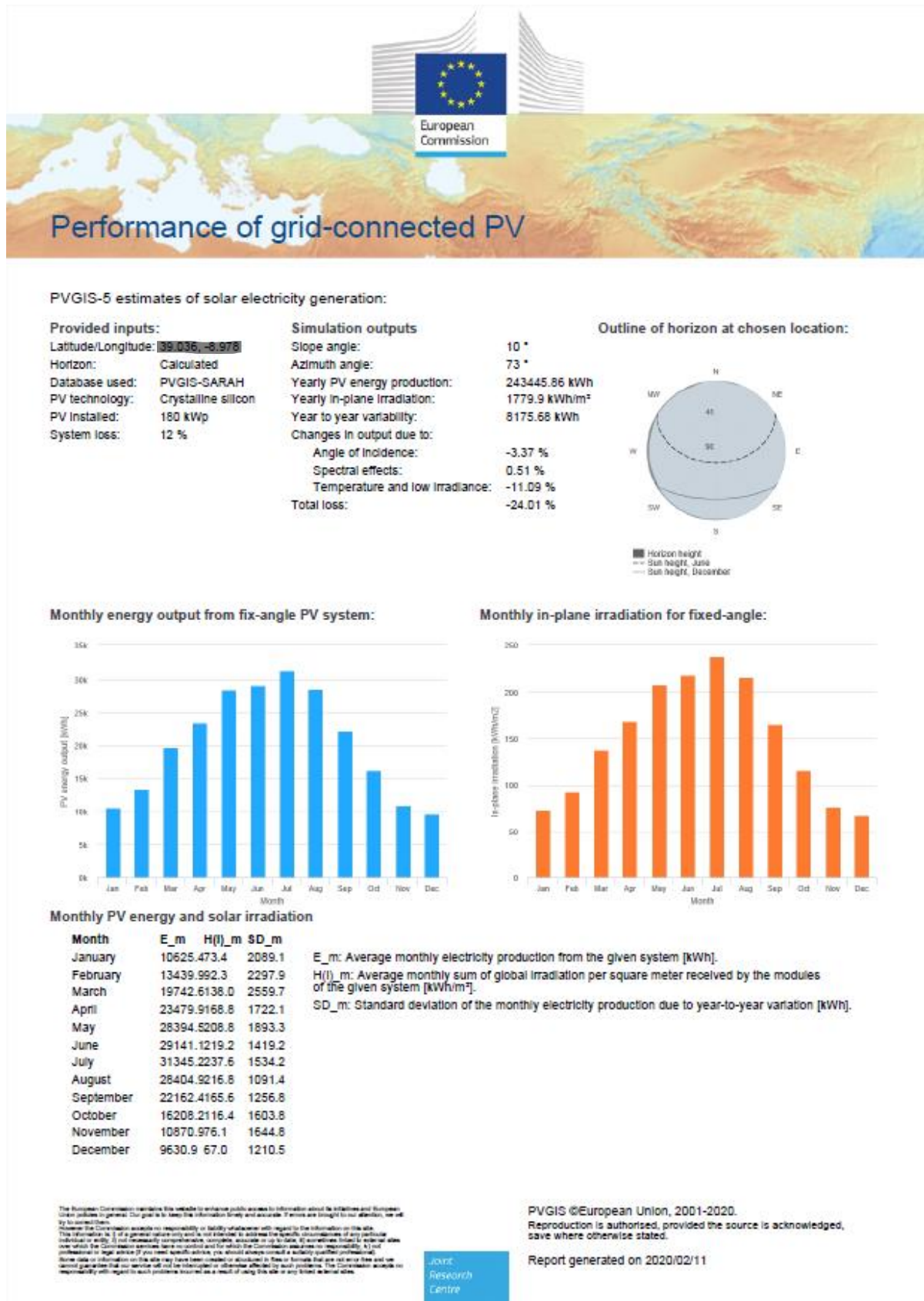
K.2 - Relatório da simulação da instalação do Edifício B no IESve



Projeto: [REDACTED] RADO.mit
 Simulação: [REDACTED] al_alterado_modulo geral.aps 06/Feb/2020
 Weather File: Alenquer 20m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Alenquer 20m.epw	Alenquer 20m.epw	banco de portugal_alterado_modulo geral.aps
Jan 01-31	61.94	30.40	-22.0330
Feb 01-28	82.20	34.54	-28.0412
Mar 01-31	137.61	53.68	-43.0513
Apr 01-30	170.71	63.55	-49.9535
May 01-31	207.28	76.31	-57.0567
Jun 01-30	226.67	66.07	-59.7596
Jul 01-31	234.13	64.14	-61.7569
Aug 01-31	210.20	55.44	-58.1436
Sep 01-30	155.61	56.37	-46.5651
Oct 01-31	108.62	40.51	-35.5309
Nov 01-30	69.38	31.65	-24.4827
Dec 01-31	54.72	25.72	-20.2076
Summed total	1719.06	598.39	-506.5818





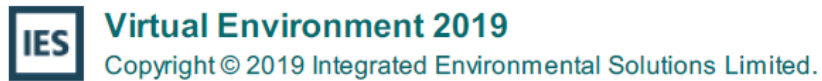
ANEXO L - Dados da instalação do Edifício C da secção 4.8

L.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício C nas várias ferramentas

Tabela L.1 - Comparação dos dados iniciais introduzidos em cada ferramenta para a instalação do Edifício C

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Lisboa	Lisboa	Lisboa	Lisboa
Azimute [°]	126	306	126	-
Inclinação [°]	2	2	2	10
Radiação [kWh/m ²]	1830	1627	1751	1900
Área disponível total [m ²]	-	-	-	-
Área de módulos total [m ²]	1830	1830	1830	1830
Potência nominal global [kWp]	312	312	312	312
Input de perdas [%]	-	-	12	21
Perdas totais [%]	14	-	22	21
Produção anual [MWh]	495	456	427	469
Desvio absoluto [MWh]	-	-39	-68	-26
Desvio relativo [%]	-	-8	-14	-5
Produção específica [kWh/kWp]	1555	1459	1368	1501
Índice de desempenho [%]	87	90	78	79

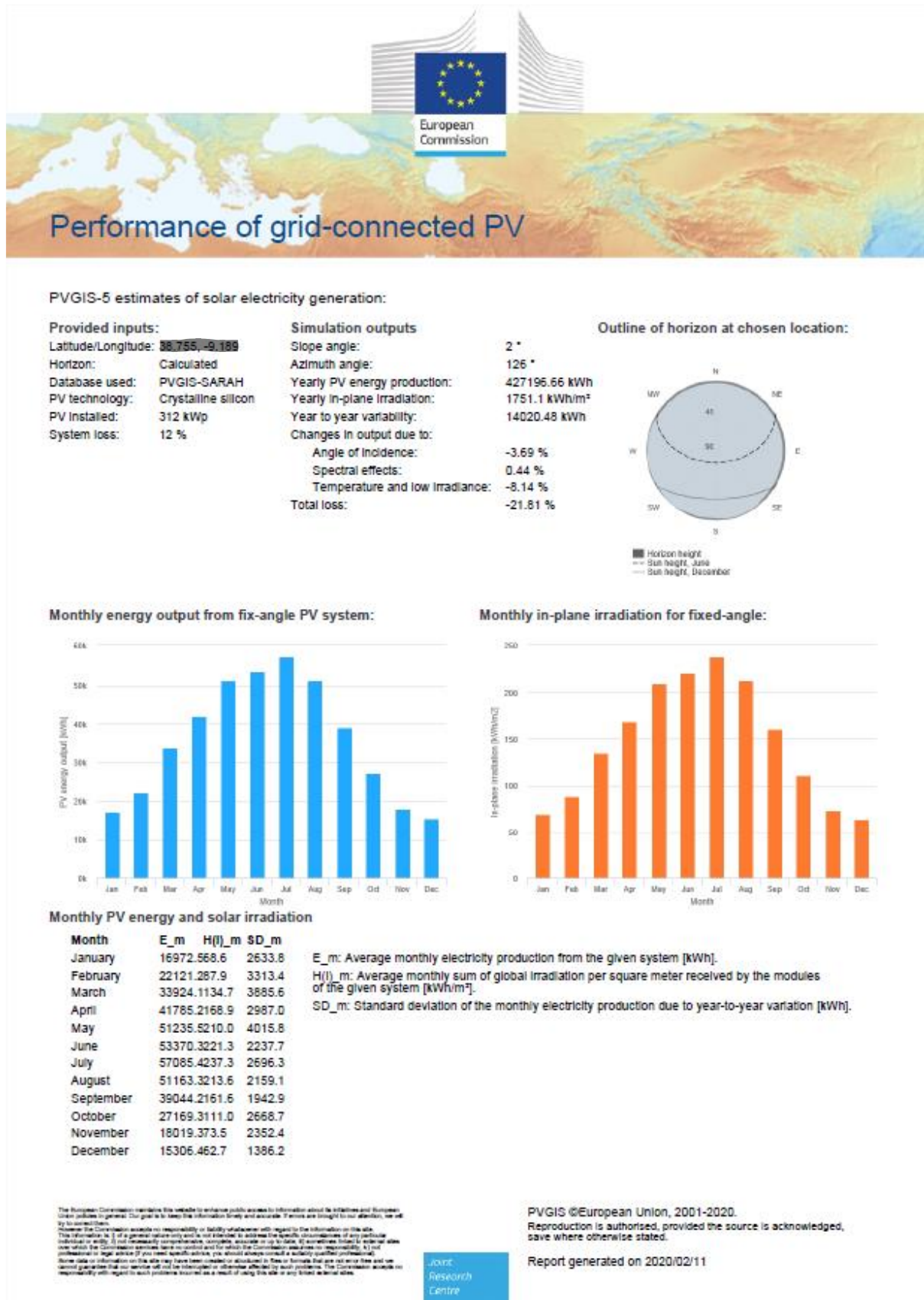
L.2 - Relatório da simulação da instalação do Edifício C no IESve



Project: [redacted]lombo_alterado.mit
 Simulation: [redacted]lombo_alterado.aps 06/Feb/2020
 Weather File: Lisboa 100m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Lisboa 100m.epw	Lisboa 100m.epw	Torre Colombo_alterado.aps
Jan 01-31	68.11	29.70	-16.8328
Feb 01-28	85.25	38.05	-21.9431
Mar 01-31	135.66	55.57	-35.9741
Apr 01-30	171.87	55.49	-46.0683
May 01-31	210.05	74.45	-56.5419
Jun 01-30	227.43	68.29	-60.4578
Jul 01-31	242.47	60.03	-63.5276
Aug 01-31	206.15	58.93	-53.6222
Sep 01-30	158.49	47.22	-40.8119
Oct 01-31	110.17	47.96	-28.2685
Nov 01-30	73.56	28.15	-18.1447
Dec 01-31	54.34	26.56	-13.3607
Summed total	1743.54	590.40	-455.5536

L.3 - Relatórios da simulação da instalação do Edifício C no PVGIS



ANEXO M - Dados da instalação do Edifício F da secção 4.8

M.1 – Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício F nas várias ferramentas

Tabela M.1 - Comparação dos dados iniciais introduzidos em cada ferramenta para a instalação do Edifício F

	PVsyst	IESve	PVGIS	Cálculo por indicadores
Localização do ficheiro climático	Alcochet e	Alcochet e	Alcochet e	Lisboa
Azimute [°]	0	0	0	-
Inclinação [°]	25	35	35	35
Radiação [kWh/m ²]	2036	1932	2029	2000
Área de módulos total [m ²]	1754	1775	1775	1775
Potência nominal global [kWp]	296	300	300	300
Input de perdas [%]	-	-	12	21
Perdas totais [%]	23	-	23	21
Produção anual [MWh]	467	476	468	474
Desvio absoluto [MWh]	-	9	1	7
Desvio relativo [%]	-	2	0	2
Produção específica [kWh/kWp]	1574	1587	1560	1580
Índice de desempenho [%]	77	82	79	79

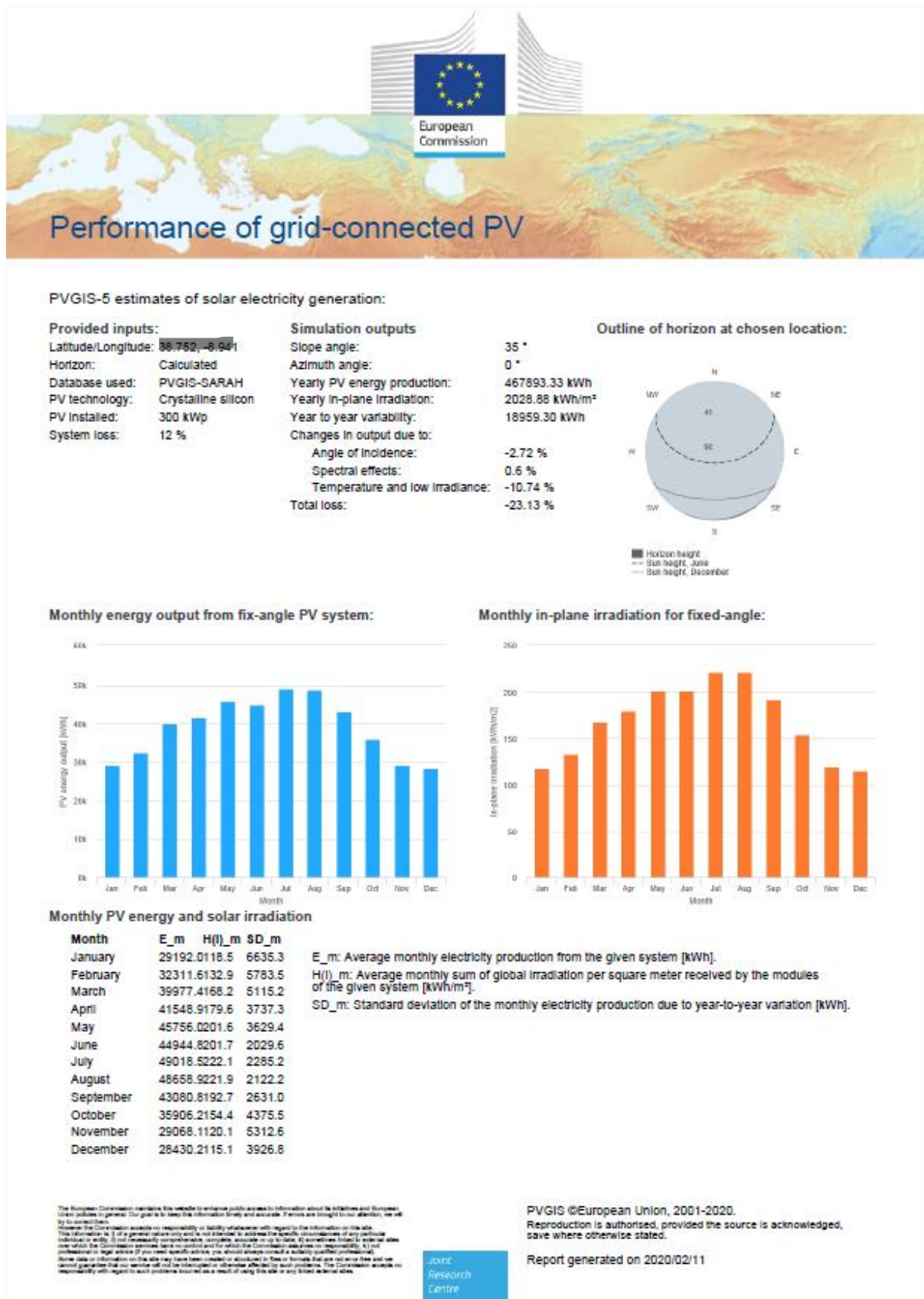
M.2 - Relatório da simulação da instalação do Edifício F no IESve



Projeto: [redacted] pchete_alterado.mit
Simulação: [redacted] pchete_alterado.aps 06/Feb/2020
Weather File: Alcochete 15m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Alcochete 15m.epw	Alcochete 15m.epw	Outlet Alcochete_alterado.aps
Jan 01-31	67.39	33.57	-25.9615
Feb 01-28	85.16	39.95	-29.2626
Mar 01-31	140.94	51.06	-43.1358
Apr 01-30	170.84	63.75	-44.7245
May 01-31	211.16	71.00	-48.9324
Jun 01-30	229.65	61.55	-49.3565
Jul 01-31	242.25	62.07	-52.5963
Aug 01-31	210.20	61.13	-50.7962
Sep 01-30	160.10	50.46	-44.8766
Oct 01-31	111.90	46.72	-36.8335
Nov 01-30	70.71	33.18	-26.5931
Dec 01-31	57.44	28.07	-22.9672
Summed total	1757.75	602.53	-476.0361

M.3 - Relatórios da simulação da instalação do Edifício F no PVGIS



ANEXO N - Dados da instalação do Edifício V da secção 4.8

N.1 - Dados completos da comparação da simulação da instalação do Edifício V nas várias ferramentas

	PVSYST	PVGIS			Cálculo indicadores			IES		
		array 1	array 2	global	array 1	array 2	global	array1	array2	global
Localização	Vila do Conde	Vila do Conde			Porto			Vila do Conde		
Azimute [°]	61/-29/-119	61	-29	-	61	-29	-	241	151	-
Inclinação [°]	8/14/7	8	14	-	8	14	-	8	14	-
Radiação [kWh/m2]	1645	1703	1782	1742	1800	1800	1800	1627	1733	1680
Potência nominal global [kWp]	431	300	130	430	300	130	430	300	130	430
Input de perdas [%]		12%			21%			-		
Área total disponível [m2]	-	2820	850	3670	2820	850	3670	2820	850	3670
Área total de módulos [m2]	2521	1754	760	2515	1754	760	2515	1754	760	2515
Perdas globais [%]	20	21	21	21	21%			-	-	-
Produção anual [MWh]	568	403	183	586	427	185	611	-	-	607
Erro absoluto [MWh]		-	-	17	-	-	43	-	-	22
Erro relativo [%]		-	-	3%	-	-	8%	-	-	4%
Produção/A FV [kWh/m2]	225	230	240	233	243	243	243	-	-	242
Produção específica [kWh/kWp.ano]	1318	1343	1406	1362	1422	1422	1422	-	-	1413
Índice de Desempenho [%]	80,12	79%	79%	79%	79%	79%	79%	-	-	84%

N.2 - Relatório da simulação da instalação do Edifício V no IESve

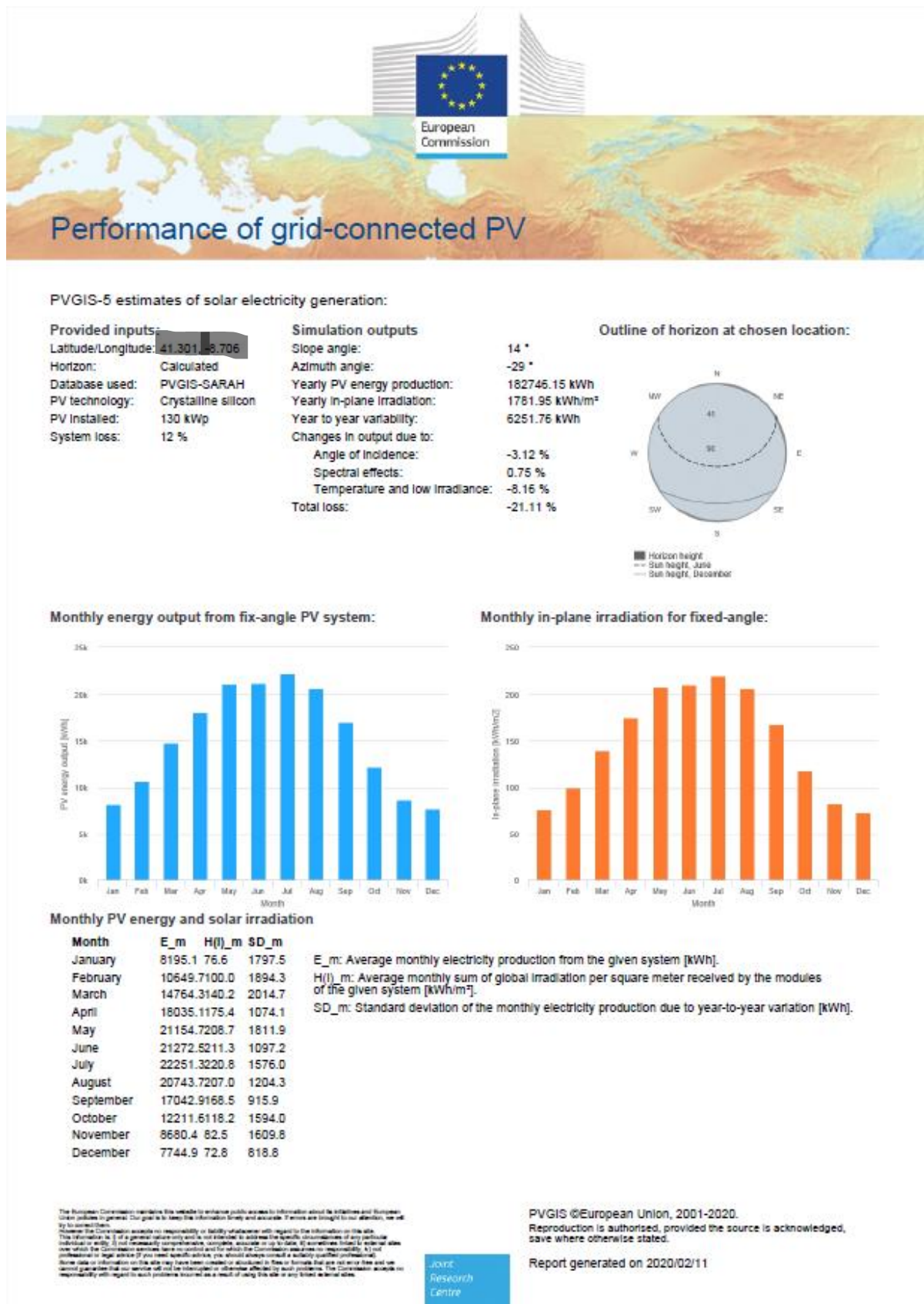


Virtual Environment 2019

Copyright © 2019 Integrated Environmental Solutions Limited.

Project: [redacted]_et_VC_alterado.mit
Sim File: experiencia.aps 29/Jan/2020
Weather File: Vila do Conde 29m.epw

	Global radiation (kWh/m ²)	Diffuse radiation (kWh/m ²)	PV generated electricity (MWh)
Date	Vila do Conde 29m.epw	Vila do Conde 29m.epw	experiencia.aps
Jan 01-31	54.57	29.38	-21.2642
Feb 01-28	75.49	36.00	-29.2713
Mar 01-31	126.50	53.65	-48.5458
Apr 01-30	160.55	64.14	-60.8444
May 01-31	199.71	73.94	-73.9861
Jun 01-30	221.17	69.79	-80.2853
Jul 01-31	230.06	66.22	-82.7311
Aug 01-31	200.22	59.10	-72.7834
Sep 01-30	147.12	48.63	-54.6802
Oct 01-31	96.87	46.81	-36.8073
Nov 01-30	61.51	31.44	-23.6670
Dec 01-31	43.11	25.93	-16.7293
Summed total	1616.88	605.03	-601.5955



ANEXO O - Dados da matriz de avaliação

O.1 – Glossário com descrição dos parâmetros da matriz de avaliação

<u>Parâmetros</u>	<u>Definição</u>
Acessibilidade	
• Aceder em dispositivo móvel: • Requer acesso à internet: • Necessária instalação: • Requer licença: • Possível guardar projecto/simulação:	O software/aplicação pode ser acedido através de um dispositivo móvel É necessária ligação à rede para utilizar a ferramenta O software requer instalação e requisitos mínimos de sistema É necessário obter uma licença paga para usufruir da ferramenta O resultado e/ou projecto podem ser guardados e acedidos posteriormente
Versatilidade	
• Bases de dados climáticos: • Várias tecnologias FV: • Vários tipos de sistema: • Diferentes orientações: • Seguimento solar: • Armazenamento: • Autoconsumo: • Exportar dados: • Cálculo economias: • Relatório:	O software permite a importação/acesso a mais do que uma base de dados meteorológicos O software reconhece as características de mais do que uma tecnologia de célula FV O software está preparado para estudar o desempenho de mais do que um tipo de sistema FV (Ex: isolado da rede) A ferramenta permite que sejam definidas mais do que uma orientação/inclinação para a mesma central FV O software é compatível com sistema de seguimento solar O software permite a caracterização e dimensionamento de baterias para armazenamento de energia A ferramenta permite que sejam importados dados de consumo e realiza a respectiva gestão da energia produzida O software permite que sejam exportados dados, de produção ou irradiação, em base horária ou outra A ferramenta é capaz de realizar cálculo da receita evitada, retorno do investimento ou valor da energia produzida O software gera e permite guardar um relatório com dados introduzidos e resultados da simulação

- Modelo 3D: É possível desenhar um modelo 3D do edifício e da central FV

Nível de detalhe

- Dados Meteorológicos/Localização: É possível definir o local da instalação
- Orientação: É possível definir a orientação dos módulos
- Dados módulo FV: É possível caracterizar o módulo FV
- Dados inversor: É possível caracterizar o inversor
- Disposição do sistema: É possível caracterizar a disposição dos módulos
- Tipo de montagem: É possível especificar o tipo de montagem dos módulos (estrutura, complanares)
- Horizonte: É possível definir/ter em conta a linha do horizonte
- Sombreamento: É possível calcular/definir o sombreamento
- Perdas detalhadas: É possível definir as perdas detalhadas do sistema

Precisão (em relação à simulação detalhada)

- Instalação de Referência: Desvios de produção da simulação da instalação de referência, com as várias ferramentas, em relação ao PVsyst
- Instalações adicionais: Desvios de produção da simulação das instalações fornecidas, com as várias ferramentas, em relação ao PVsyst
- Variação azimute: Desvios de produção da simulação das variações de azimute, com as várias ferramentas, em relação ao PVsyst
- Variação inclinação: Desvios de produção da simulação das variações de inclinação, com as várias ferramentas, em relação ao PVsyst
- Ficheiro meteorológico: Desvios de produção da simulação com o mesmo ficheiro climático, com o IESve e o PVGIS, em relação ao PVsyst
- Cálculo do sombreamento: Desvios de produção da simulação do cálculo do sombreamento com o IESve em relação ao PVsyst
- Aplicação das ferramentas: Desvios de produção da aplicação das várias ferramentas nas instalações estudadas, em relação ao PVsyst

Velocidade de projecto e cálculo

- Menos de 1 min: Necessário menos de 1 minuto para definir a instalação e obter o valor da produção anual de energia
- Menos de 5 min: Necessário menos de 5 minutos para definir a instalação e obter o valor da produção anual de energia

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Menos de 15 min:• Mais de 1h: | <p>Necessário menos de 15 minutos para definir a instalação e obter o valor da produção anual de energia</p> <p>Necessário mais de 1 hora para definir a instalação e obter o valor da produção anual de energia</p> |
|--|--|

Simplicidade

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Carrega os dados climáticos automaticamente:• Parâmetros básicos:• Necessidade de cálculo auxiliar:• Simplicidade na apresentação dos resultados:• Interface intuitivo:• Assistência acessível: | <ul style="list-style-type: none">• Possibilidade de carregar os dados climáticos automaticamente• Necessários parâmetros básicos para definir a instalação• Necessário realizar cálculos auxiliares para definir os parâmetros da instalação (Ex: calcular potência nominal através da área disponível)• Simplicidade na apresentação dos resultados: claros e acessíveis• Simplicidade da interface do software• Assistência facilmente acessível no momento e local onde o parâmetro é definido |
|--|---|

O.2 – Classificações atribuídas a cada parâmetro da matriz de avaliação

		Cálculo indicadores		PVGIS		IESve		PVSYST	
Características		Classificação		Classificação		Classificação		Classificação	
Acessibilidade	Aceder em dispositivo móvel	S	1	S	1	N	0	N	0
	Requer acesso à internet	N	1	S	0	N	1	S	0,5
	Necessário instalação	N	1	N	1	S	0	S	0
	Requer licença (premium)	N	1	N	1	S	0	S	0
	Possível guardar projeto/simulação	S	1	S	1	S	1	S	1
Versatilidade	Diferentes bases de dados meteo	N	0	S	1	S	1	S	1
	Várias tecnologias FV	N	0	S	1	S	1	S	1
	Vários tipos de sistema	N	0	S	1	N	0	S	1
	Diferentes orientações	S	1	N	0	S	1	S	1
	Seguimento solar	N	0	S	1	N	0	S	1
	Armazenamento (ex.: sist. com baterias)	N	0	N	0	N	0	S	1
	Autoconsumo	N	0	N	0	N	0	S	1
	Exportar dados	N	0	S	1	S	1	S	1
	Cálculo economias	N	0	N	0	N	0	S	1
	Relatório	N	0	S	1	N	0	S	1
Nível de detalhe (inputs)	Modelo 3D	N	0	N	0	S	1	S	1
	Dados Meteo/Localização	N	0,5	S	1	S	1	S	1
	Orientação	N	0,0	S	1	S	1	S	1
	Dados módulo FV	N	0,5	S	0,5	S	1	S	1
	Dados inversor	N	0	N	0	S	1	S	1
	layout do sistema	N	0	N	0	N	0	S	1
	Tipo de montagem	N	0	S	1	N	0	S	1
	Horizonte	N	0	S	1	N	0	S	1
	Sombreamento	N	0	N	0	S	1	S	1
Precisão (em relação à simulação detalhada)	Perdas detalhadas	N	0,5	N	0,0	S	0	S	1
	Inst. Referência	2,4	0,76	0	1	1,4	0,86	-	1
	outras instalações	4	0,6	2	0,80	4	0,6	-	1
	Variação azimuth	0,5	0,95	0,7	0,93	4,1	0,6	-	1
	variação inclinação	1,9	0,81	0,3	0,97	4,70	0,53	-	1
	ficheiro meteo	N	0	0,03	0,997	2,4	0,8	-	1
	sombreamento	N	0	N	0	8,1	0,2	-	1
Velocidade de projecto e cálculo	Aplicação casos reais	6,6	0,34	7,4	0,3	7,8	0,2	-	1
	Menos de 1 min	S	1	N	0	N	0	N	0
	Menos de 5 min	S	1	S	1	N	0	N	0
	Menos de 15 min	S	1	S	1	S	1	N	0
Simplicidade	Mais de 1h	N	1	N	1	N	1	S	1
	Carrega dados meteo automaticamente	S	1	S	1	N	0	N	0
	Inputs básicos	S	1	S	1	N	0	N	0
	Necessidade de cálculo auxiliar	N	1	S	0	S	0	N	1
	apresentação dos resultados	S	1	S	1	N	0	N	0,5
	interface intuitivo	S	1	S	1	N	0	N	0
Assistência acessível	Assistência acessível	S	1	S	1	N	0	s	1

ANEXO P - Lista de inputs de cada ferramenta com anotações

	Cálculo indicadores		PVGIS		IESve		PVSYST	
INPUTS		NOTES		NOTES		NOTES		NOTES
Dados geográficos e meteorológicos	X	radiação global anual por região	X	mapa interativo; diferentes bases de dados meteo; ano de referência;	X	seleccionar local da base de dados; seleccionar ficheiro meteo (procura o mais próximo automaticamente) ou fazer upload;	X	seleccionar local da base de dados ou escolher local no mapa; Importa dados automaticamente de diferentes plataformas;
Tipo de sistema			X	Conectado à rede, isolado ou com seguimento solar			X	
A_{FV}/A_{disp}	X	rácio de FV por área total						
Tipo de montagem			X		X	paramétrico ou colocar painéis no modelo 3D	X	plano fixo, fileiras infinitas, sun sheds, sun tracking (1 ou 2 eixos)
Inclinação			X		X		X	fixa ou sazonal
Azimute			X	Referente a sul	X	referente a Norte	X	única ou várias orientações
Informação do Módulo	X	eficiência referência	X	tecnologia da célula	X	tecnologia da célula, eficiência, coef. de temperatura e degradação	X	base de dados - escolher módulo específico ou adicionar modelo customizado;
Área ativa de FV	X	Área da cobertura * A_{FV}/A_{disp}			X	Área da cobertura * A_{FV}/A_{disp}		
Potência DC (STC)			X	Área de FV * Eficiência				
Informação do Inversor					X	eficiência conversão elétrica	X	base de dados - escolher módulo específico; adicionar modelo customizado;
Layout sistema							X	nº de módulos em série; nº de strings; nº de inversores ou MPPT
Perdas sistema	X	perdas totais do sistema	X	perdas totais do sistema; excepto perdas por nível de radiação, temperatura e espectrais;			X	Térmicas (tipo montagem); Cabos (comprimento médio e secção transversal); Fator anual de perdas por sujidade; Fator de perdas por LID; Indisponibilidade do sistema; Perda de eficiência por qualidade dos módulos; Perdas de potência no MPP por mismatch dos módulos e strings; Consumos auxiliares; Fator de degradação dos módulos; Modelo de perdas por ângulo de incidência (IAM); Correção espectral;
Sombreamento			X	usar dados do horizonte ou carregar ficheiro (opcional);	X	Fator de sobreamento ou colocar FV no modelo 3D e correr SunCast;	X	definir a shading scene e espaçamento entre painéis; permite definir linha do horizonte ou importar ficheiro;
Modelo 3D					X	carregar/desenhar modelo do edifício; colocar painéis no modelo;	X	importar modelo 3D (.3ds ou .dae) ou criar no software; FV: Orientação, inclinação, área útil, nº de módulos em cada mesa, espaçamento entre mesas; software organiza automaticamente as mesas dentro da área definida;
Autoconsumo							X	fixo, mensal, perfil diário, perfil caseiro, ficheiro csv
Armazenamento			X	capacidade baterias, limite cutoff na descarga; apenas para sistemas offgrid			X	para autocosumo, compensação da rede ou limitações de injeção na rede; escolher bateria da base de dados, definir limites de cutoff, carregador e inversor;
Avaliação económica			X	custo sistema, taxa juro e lifetime; apenas disponível para sistemas grid connected;			X	investimento parcial, financiamento, custos de operação, subsídios e impostos, lifetime, dados económicos, tarifa de compra e venda à rede;

	Cálculo indicadores		PVGIS		IESve		PVSYST	
OUTPUTS	NOTES		NOTES		NOTES		NOTES	
Produção anual	X		X		X		X	
Produção anual - base mensal ou diária			X		X		X	
Produção anual - base horária			X		X		X	
Autoconsumo - Capacidade de exportar csv			X	base horária	X	base horária e 30, 10 min e 6 min	X	base horária
Autoconsumo - cálculo dentro do software							X	input: perfil de consumo horário ou sub horário em ficheiro csv
Avaliação económica dentro do software				custo eletricidade / kWh (custos durante lifetime / produção)			X	Investimento total líquido, custos anuais da instalação, receita durante vida útil e ROI
modelo 3D (layout)					X	modelo 3D do edifício com instalação FV;	X	modelo 3D do edifício com instalação FV;
Relatório da simulação			X	relatório com inputs e gráficos de produção mensal e radiação disponível			X	relatório detalhado com inputs, layout 3D da instalação, carta solar com perdas, produção mensal e diagrama de perdas detalhadas, avaliação económica, balanço carbónico;

ANEXO Q - Folha de cálculo Excel utilizada para o Cálculo teórico por indicadores de desempenho

Calculadora de potência instalada		
Área disponível	4750	m2
Área útil / Área disponível	90%	%
Área FV / Área útil	40%	%
Eficiência dos módulos	17,00%	%
Área de módulos	1710	m2
Potência Instalada	291	kWp

Calculadora de perdas globais		
Sombreamento	5%	%
Temperatura, irradiância e	10%	%
Sistema (sujeidade, cabos, mismatch, degradação dos módulos)	5%	%
Inversor	2%	%
Consumos adicionais	0%	%
Indisponibilidades	0%	%
Perdas Globais	22%	%

Calculadora de produção FV através de indicadores				
INPUTS	Localização	Porto		
	Radiação disponível	1900	kWh/m2	
	Azimute	0	º em relação a Sul (0º)	
	Inclinação	35	º em relação à horizontal	
	Potência instalada	291	kWp	
	Perdas globais	22%	%	

OUTPUTS	Produção FV anual	431	0	MWh
	Produtividade	1482	0	kWh/kWp
	Índice de desempenho	78%	0%	%
	Produção por área FV	252	0	kWh/m2

	Valores calculados pela calculadora de potência - não editáveis
	Valores calculados pela calculadora de perdas - não editáveis
	Valor da base de dados de radiação, em função do local e inclinação - não editável
	Legendas ou valores não editáveis
	Inputs a introduzir

Dados de radiação no plano colector				
Local	Porto	Lisboa	Beja	Faro
	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2
Complanares (10º)	1800	1900	2000	2000
Inclinados (35º)	1900	2000	2100	2200

