

Análise do Desempenho de um Sistema Fotovoltaico para Autoconsumo em Ambiente Laboratorial

João Manuel Martins Rodrigues Melo

Dissertação de Mestrado

Orientador na FEUP: Prof.^a Ana Isabel Palmero Marrero



Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Junho de 2020

A Deus, Família e amigos

Resumo

Os sistemas de energia solar fotovoltaica são sistemas capazes de converter a energia solar em eletricidade para alimentar vários equipamentos utilizados atualmente, seja em habitações ou em serviços. Neste contexto, existe um contínuo aumento do interesse por parte de investidores privados nesta tecnologia.

Neste trabalho, realizou-se a avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico autónomo, no âmbito do projeto POLYSOL – Desenvolvimento de um Sistema de Poligeração para Edifícios de Energia Zero, financiado pela FCT e com duração de 3 anos. Vai ser implementado na cobertura do departamento de Engenharia Mecânica, localizado no Porto, Portugal. O sistema é composto por 8 módulos FV, 4 colocados no solo e os outros 4 colocados por cima do *test lab*, tendo uma capacidade instalada de 2,12 kWp.

O projeto de investigação proposto visa desenvolver um sistema de poligeração fiável e rentável, para um edifício de teste existente, capaz de fornecer as necessidades de eletricidade, arrefecimento e aquecimento, sendo que, para esta dissertação, apenas se estudará a parte elétrica. O sistema completo usará a energia solar como fonte principal de energia, usando coletores fotovoltaicos e térmicos.

Primeiramente, neste trabalho fez-se uma estimativa da produção do sistema FV, com vários ângulos de inclinação, recorrendo-se ao *software* PVSyst, ao *software* PVGIS e ao *software* SCE.ER, sendo posteriormente estas estimativas comparadas.

Obteve-se um valor de produção anual estimado de 2,74 MWh utilizando o *software* PVSyst, de 2,65 MWh utilizando o *software* PVGIS e de 3,06 MWh utilizando o *software* SCE.ER. Foram também determinados fatores de desempenho como a produtividade (Y), o fator de capacidade (CF) e o rácio de desempenho (PR), sendo que, o PR, o fator que avalia a qualidade do sistema, foi cerca de 70% para a simulação PVSyst, de 65% para a simulação PVGIS e de 78% para a simulação SCE.ER.

Para que se torne possível o dimensionamento do sistema FV, fez-se a distribuição de consumo no local, através do *software* SCE.ER, para que, de facto, compreender se o sistema dimensionado (energia solar fotovoltaica acoplado a um sistema de armazenamento) é capaz de suprir o consumo energético do *test lab*.

Por fim, fez-se uma análise de viabilidade financeira ao sistema autónomo (cenário A), utilizando-se os dados do *software* SCE.ER e concluiu-se que o sistema não é rentável do ponto de vista económico, sendo o seu Valor Atual Líquido negativo e o período de retorno do investimento não se encontra dentro do tempo de vida dos equipamentos.

Assim, os resultados mostram que o cenário mais proveitoso é aquele em que existe ligação do *test lab* à rede elétrica, sem um sistema de armazenamento associado ao sistema de energia solar fotovoltaico (cenário B). Utilizaram-se os dados do *software* SCE.ER e comprovou-se um Valor Atual Líquido positivo e o período de retorno do investimento de 7 anos.

Abstract

Photovoltaic energy systems are capable of converting solar energy in electricity in order to supply energy to equipments used in houses or industrial facilities. Therefore, there is an increased interest of private investors in this technology.

In this dissertation, the evaluation of the performance of a photovoltaic system was carried out, which will be implemented in the rooftop of the department of Mechanical Engineering and Industrial Management, situated in Porto, Portugal. This work is inserted in the project POLYSOL – Development of a Polygeneration Solar System for Zero Energy Buildings [2018-2021]. The system is composed of 8 PV modules, 4 placed on the ground and the other 4 placed above the test lab, with a total capacity of 2,12 kWp.

The proposed research project aims to develop a reliable and profitable polygeneration system for an existing test building, capable of supplying the needs for electricity, cooling and heating, and for this dissertation, only the electrical part will be stretched. The system will use solar energy as the main source of energy, using photovoltaic and thermal collectors.

Firstly, in this work a production estimate of the PV system with several inclination angles was done resorting to the simulation softwares PVSyst, PVGIS and SCE.ER. The obtained results for each software were compared.

The following annual production results were obtained: 2,74 MWh in PVSyst, 2,74 MWh in PVGIS and 3,06 MWh in SCE.ER. Also, several performance indicators were calculated such as, productivity (Y), capacity factor (CF) and performance ratio (PR), being that the latter depicts the overall quality of the simulated system and was approximately 70% for the software PVSyst, 65% for PVGIS and 78% for the SCE.ER.

For the dimensioning of the PV system to be possible, the electric consumption was taken into account and inserted as data in the software PVSyst in order to understand if the dimensioned system was indeed capable of covering the energy consumption of the test lab.

Lastly, a financial viability analysis of the off grid system was done using the data taken from the SCE.ER software and was concluded that the system in question isn't viable from an economical standpoint, being that its Net Present Value (NPV) is negative and the investment return period is much greater than the lifetime of the lab equipments,

Thereby, the results obtained show that the most favorable scenario is the self-consumption, where exists a connection of the test lab to the electrical grid (on grid), without an electrical storage equipment connected to the PV system. For this purpose, the data collected from the software SCE.ER was used and a positive Net Present Value was obtained with an investment return period of about 7 years.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus, pela vida, saúde e pela coragem de enfrentar os desafios que me foram propostos.

Sendo o culminar de uma fase importante, não poderia deixar de agradecer a um conjunto de pessoas, que de alguma forma, me ajudaram ao longo da realização da dissertação.

Quero agradecer à minha orientadora, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Ana Palmero Marrero, que contribuiu com os seus conselhos, dicas e vastos conhecimentos, tornando possível a realização deste trabalho.

Aos meus excelentes colegas e acima de tudo amigos, Marcelo Lainho, Tiago Marques, Pedro Miranda, Nuno Cardoso, Rodolfo Spencer, Ricardo Lei e Carlos Castro. Foram, sem margem para dúvidas, a minha “âncora”.

E porque o melhor vem sempre no fim: à minha Família. O maior dos agradecimentos por toda a força, em especial aos meus pais e à minha irmã Telma, por serem a maior fonte de força e motivação.

Índice de Conteúdos

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento do projeto e motivação	1
1.2	Objetivos do projeto	1
1.3	Estrutura da dissertação	2
2	Estado da Arte	3
2.1	Energia solar fotovoltaica em Portugal e no mundo	3
2.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos	5
2.2.1	Sistemas FV autónomos (off-grid).....	6
2.2.2	Sistemas conectados à rede elétrica (on-grid).....	7
2.2.3	Sistemas híbridos	8
2.3	Componentes de um Sistema Fotovoltáico.....	9
2.3.1	Tipos de células fotovoltaicas	9
2.3.2	Módulos fotovoltaicos	16
2.3.3	Inversores.....	19
2.3.4	Baterias	20
2.3.5	Conversores CC-CC	21
2.3.6	Controladores de Carga.....	22
2.4	Orientação e instalação de painéis fotovoltaicos	22
2.4.1	Orientação	22
2.4.2	Instalação	22
2.5	Fatores de Desempenho.....	24
2.6	Software para as simulações do Sistema FV.....	25
2.6.1	PVSyst.....	25
2.6.2	SCE.ER.....	27
2.6.3	PVGis	29
2.7	Funcionamento do autoconsumo numa UPAC	30
2.7.1	Enquadramento Nacional do Autoconsumo	30
2.7.2	Legislação Atual	30
2.8	Viabilidade Financeira.....	32
3	O sistema fotovoltaico de estudo	35
3.1	Apresentação	35
3.2	Caracterização do sistema fotovoltaico.....	37
3.2.1	Módulos instalados.....	37
3.2.2	Tipologia e Características do Sistema.....	38
3.2.3	Simulação do diagrama de carga	39
4	Estimativas	41
4.1	Dados do <i>Software</i> PVSyst.....	41
4.2	Dados do <i>Software</i> PVGIS.....	44
4.3	Interface do <i>Software</i> SCE.ER.....	44
5	Resultados das Simulações.....	47
5.1	Resultados com as simulações do PVSyst.....	47
5.2	Resultados com as simulações do PVGIS.....	50
5.3	Resultados com as simulações do SCE.ER.....	53
5.4	Resultados obtidos na produção.....	56
5.5	Resultados obtidos na irradiação e nos rácios de desempenho	57
6	Análise da Viabilidade Energética e Financeira.....	59

6.1	Análise da viabilidade energética	59
6.2	Análise da viabilidade financeira	61
7	Conclusões finais e trabalhos futuros	64
7.1	Conclusões finais	64
7.2	Trabalhos futuros	65
	Referências	66
ANEXO A:	Layout da Cobertura	68
ANEXO B:	Datasheet dos Módulos	69
ANEXO C:	Relatório obtido pelo software PVSyst	70
ANEXO D:	Relatório obtido pelo software PVGIS	74
ANEXO E:	Relatório obtido pelo software SCE.ER	76
ANEXO F:	Valores por kWh de consumo da EDP Eletricidade	77
ANEXO G:	Resultados da Análise de Viabilidade Financeira	78

Glossário

Acrónimos

a-Si	Silício Amorfo
a-Si/ μ c-Si	Silício Micro-amorfo
CA	Corrente alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CPV	Células Fotovoltaicas de Concentração
c-Si	Silício Cristalino
FV	Fotovoltaico
mc-Si	Silício Monocristalino
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
pc-Si	Silício Policristalino
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo da Unidade de Produção
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TiO ₂	Dióxido de Titânio
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
VRB	Bateria Redox de Vanádio

Nomenclatura

a	Taxa de Atualização	[%]
CF	Fator de Capacidade	[%]
CF_i	Cash-Flow no ano i	[€]
E_{CA}	Energia em CA	[kWh]
E_{CC}	Energia em CC	[kWh]
E_{inc}	Energia Incidente no Plano dos Módulos	[MWh]
I_{inc}	Irradiação Incidente no Plano dos Módulos	[kWh/m ² /ano]
I_{mpp}	Corrente de Máxima Potência	[A]
P_{CC}	Potência em CC	[kWp]
PR	Rácio de Desempenho	[%]
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade	[%]
VAL	Valor Atual Líquido	[€]
V_{mpp}	Tensão de Máxima Potência	[V]
Y	Produtividade	[kWh/kWp]

Índice de Figuras

Figura 1 - Evolução mundial da energia instalada de sistemas solares (REN21, 2019). .	3
Figura 2 - Capacidade solar FV instalada por país entre 2008 e 2018 (REN21, 2019). ..	4
Figura 3 - Aumento da capacidade instalada em 2018 pelos 10 principais países (REN21, 2019).....	4
Figura 4 - Aumento da energia solar FV instalada em Portugal entre 2010 e 2019 (DGEG, 2019a).....	5
Figura 5 - Sistema FV simples com carga CC (Jäger et al., 2016).....	6
Figura 6 - Sistema FV Autónomo (Jäger et al., 2016).....	7
Figura 7 - Sistema FV conectado à rede elétrica (Jäger et al., 2016).	8
Figura 8 - Lauingen Energy Park, central fotovoltaica de 25,7 MW, Suábia da Baviera, Alemanha (Jäger et al., 2016).....	8
Figura 9 - Sistema FV híbrido (Jäger et al., 2016).	9
Figura 10 - Célula de silício monocristalino (a) e policristalino (b) (Torzewski, 2015).11	
Figura 11 - Estrutura das células solares de primeira geração (Torzewski, 2015).....	12
Figura 12 - Aplicação da tecnologia CIS no telhado de uma igreja (Torzewski, 2015). 13	
Figura 13 - Células solares de concentração (Sharma et al., 2015).....	15
Figura 14 - efeito da temperatura e da irradiação na curva I-V (Jäger et al., 2016).....	18
Figura 15 - Bateria Redox de Fluxo de Vanádio (Instruments, 2013).	21
Figura 16 - Representação de um pequeno sistema isolado. Erro! Marcador não definido.	
Figura 17 - Representação de um médio sistema isolado. Erro! Marcador não definido.	
Figura 18 - Representação de um grande sistema isolado. Erro! Marcador não definido.	
Figura 19 - Fotografia da cobertura do Departamento de Mecânica.	35
Figura 20 - Fotografia do <i>test lab</i> na cobertura do Departamento de Mecânica.	35
Figura 21 - Fotografia do local através do Google Earth.	36
Figura 22 - Componentes do sistema FV.	36
Figura 23 - Diagrama de consumos para um dia médio do ano (PVSyst).....	40
Figura 24 - Diagrama dos consumos mensais (PVSyst).	40
Figura 25 - Interface de inserção dos dados climáticos (PVSyst).	41
Figura 26 - Interface de inserção das características da instalação (PVSyst).....	42
Figura 27 - Energia solar incidente no plano dos módulos (PVSyst).....	47
Figura 28 - Estimativas da produção mensal do sistema FV (PVSyst).	47
Figura 29 - Análise mensal obtida aos ângulos de inclinação (PVSyst).	48

Figura 30 - Produção anual estimada em função do ângulo de inclinação (PVSyst).....	49
Figura 31 - Energia solar incidente no plano dos módulos (PVGis).....	50
Figura 32 - Estimativas da produção mensal do sistema FV (PVGis).	51
Figura 33 - Análise mensal obtida aos ângulos de inclinação (PVGis).	51
Figura 34 - Produção anual estimada em função do ângulo de inclinação (PVGis).	52
Figura 35 - Energia solar incidente no plano dos módulos (SCE.ER).	53
Figura 36 - Estimativas da produção mensal do sistema FV SCE.ER.	54
Figura 37 - Análise paramétrica aos ângulos de inclinação (SCE.ER).	54
Figura 38 - Produção anual estimada em função do ângulo de inclinação (SCE.ER). ..	55
Figura 39 - Comparação dos valores de produção, utilizados pelos programas de simulação.	57
Figura 40 – Comparação dos valores de irradiação, utilizados pelos programas de simulação.	57
Figura 41 - Rácio entre a energia produzida sobre o consumo (SCE.ER).	59
Figura 43 - Energia "desperdiçada" devido ao total carregamento da bateria.....	60
Figura 44 - Características do sistema FV do cenário B (ligado à rede).	60
Figura 45 - Tempo de retorno do cenário A.	62
Figura 46 - Tempo de retorno do cenário B.	63

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Resumo da legislação sobre o Autoconsumo	32
Tabela 2 - Propriedades elétricas dos módulos	37
Tabela 3 - Características elétricas no inversor	38
Tabela 4 - Características elétricas da bateria	39
Tabela 5 - Cargas diárias para um dia do ano (PVSyst)	39
Tabela 6 - Inserção da configuração do sistema (PVSyst)	43
Tabela 7 - Inserção das perdas do sistema (PVSyst)	43
Tabela 8 - Inserção das características de instalação (PVGis)	44
Tabela 9 - inserção das características de localização (SCE.ER)	44
Tabela 10 - Inserção das características elétricas do módulo (SCE.ER)	45
Tabela 11 - Inserção das características da instalação (SCE.ER)	45
Tabela 12 - Valores da Produtividade (Y) do Sistema FV (PVSyst)	49
Tabela 13 - Valores do Rácio de Desempenho (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do Sistema FV (PVSyst)	50
Tabela 14 - Valores da Produtividade (Y) do Sistema FV (PVGis)	52
Tabela 15 - Valores do Rácio de Desempenho (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do Sistema FV (PVGis)	53
Tabela 16 - Valores da Produtividade (Y), do Rácio de Desempenho (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do Sistema FV (SC.ER)	55
Tabela 17 - Produção estimada pelos programas de simulação	56
Tabela 18 - Comparação dos valores de PR, utilizados pelos programas de simulação	58
Tabela 19 – Preços dos produtos a instalar	61
Tabela 20 - Preços dos produtos a instalar	62

1 Introdução

1.1 Enquadramento do projeto e motivação

A presente tese de dissertação de mestrado, encontra-se inserida na unidade curricular de Dissertação do Mestrado Integrado de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. O trabalho iniciou-se no mês de outubro de 2019 e decorreu até junho de 2020.

Um dos maiores desafios do futuro próximo é obter a quantidade de energia limpa necessária para tentar conter os efeitos do aquecimento global, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e aliviar o impacto económico da subida dos preços do petróleo. Uma das melhores formas de resolver os problemas anteriores, é a utilização de recursos de energia renovável. Neste aspeto, os sistemas de energia solar fotovoltaica desempenham um papel fundamental na geração de eletricidade. De facto, verifica-se um dos maiores crescimentos de utilização desta tecnologia para geração de eletricidade na área das energias renováveis e é expectável que essa tendência se verifique nos próximos anos.

O tema em estudo é de interesse geral, visto que a aplicação de painéis fotovoltaicos em habitações e redes privadas já é uma prática comum, no entanto a aplicação de um sistema completamente autónomo só ocorre por necessidade, como em locais remotos.

1.2 Objetivos do projeto

O presente trabalho tem como objetivo fazer a análise do desempenho de uma série de painéis fotovoltaicos que serão instalados num sistema experimental.

Numa primeira fase, faz-se a análise a várias inclinações, com diversos *software* com o intuito de saber qual a inclinação ótima para uma maior produção de energia. Seguidamente faz-se uma comparação entre os vários *software* em relação à energia produzida e à irradiação no local.

Por fim, analisa-se a viabilidade energética e financeira de um sistema autónomo e faz-se a comparação com um sistema ligado à rede.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 8 capítulos. No capítulo 1 é feita a introdução.

No capítulo 2 desenvolve-se todo o estudo e pesquisa relativamente ao estado da arte relacionado com os sistemas solares fotovoltaicos e todos os componentes que os constituem.

No capítulo 3 procede-se à apresentação e caracterização do objeto de estudo, neste caso o sistema fotovoltaico experimental, assim como se realiza todo o tratamento de dados do mesmo.

No capítulo 4 apresentam-se as estimativas teóricas de produção e irradiação, recorrendo aos *software* PVSyst, PVGIS e SCE.ER.

No capítulo 5 apresentam-se os resultados das simulações, e é feita uma análise comparativa entre as estimativas dos vários *software*.

No capítulo 6 é feita a análise de viabilidade energética e financeira.

Por fim, no capítulo 7 estabelecem-se as conclusões finais de todo o trabalho e onde se propõem alguns trabalhos futuros.

2 Estado da Arte

2.1 Energia solar fotovoltaica em Portugal e no mundo

Desde 2008 que o mercado de energia solar fotovoltaica tem vindo a crescer gradualmente, mas foi de 2017 para 2018 que deu o maior salto, o suficiente para superar o nível de 100 GW (incluindo *off-grid* e *on-grid*). A capacidade instalada aumentou aproximadamente 25% para um valor de 505 GW, sendo que no ano de 2008 apresentava apenas 15 GW, como se pode verificar na Figura 1.

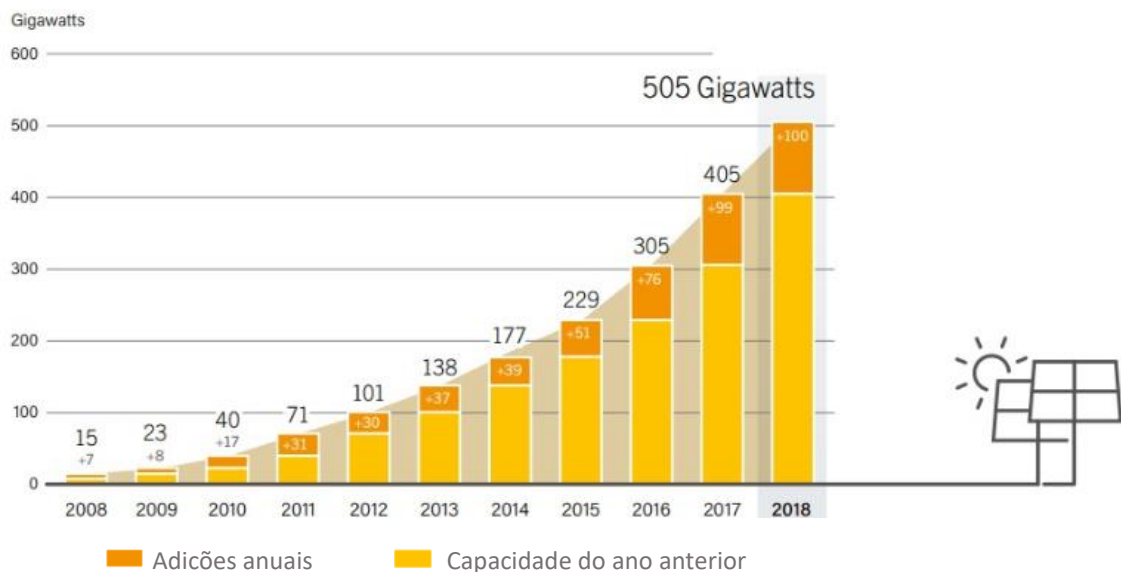


Figura 1 - Evolução mundial da energia instalada de sistemas solares (REN21, 2019).

A procura pela energia solar fotovoltaica está-se a expandir, tornando-se a opção mais competitiva para a geração de eletricidade, num número crescente de mercados. Ainda existem desafios a serem enfrentados para que a energia solar fotovoltaica se torne uma importante fonte de eletricidade em todo o mundo, incluindo instabilidade política em muitos países, desafios financeiros e a necessidade de integrá-la nos mercados e sistemas de eletricidade, de maneira justa e sustentável (REN21, 2019).

No ano de 2018, os países líderes em relação à capacidade instalada de energia fotovoltaica foram a China, os Estados Unidos, o Japão, a Alemanha e a Índia, como se comprova na Figura 2. A China teve o seu segundo maior ano até agora, com 45 GW instalados em 2018. Embora tenha caído mais de 15% em relação a 2017, a escala de novas instalações foi maior que o esperado após reduções significativas de subsídios pelo governo central em maio de 2018, sendo que, a capacidade instalada na China de 176,1 GW estava muito além da meta nacional de 105 GW até 2020, estabelecida em 2016, como se pode visualizar na Figura 3 (REN21, 2019).

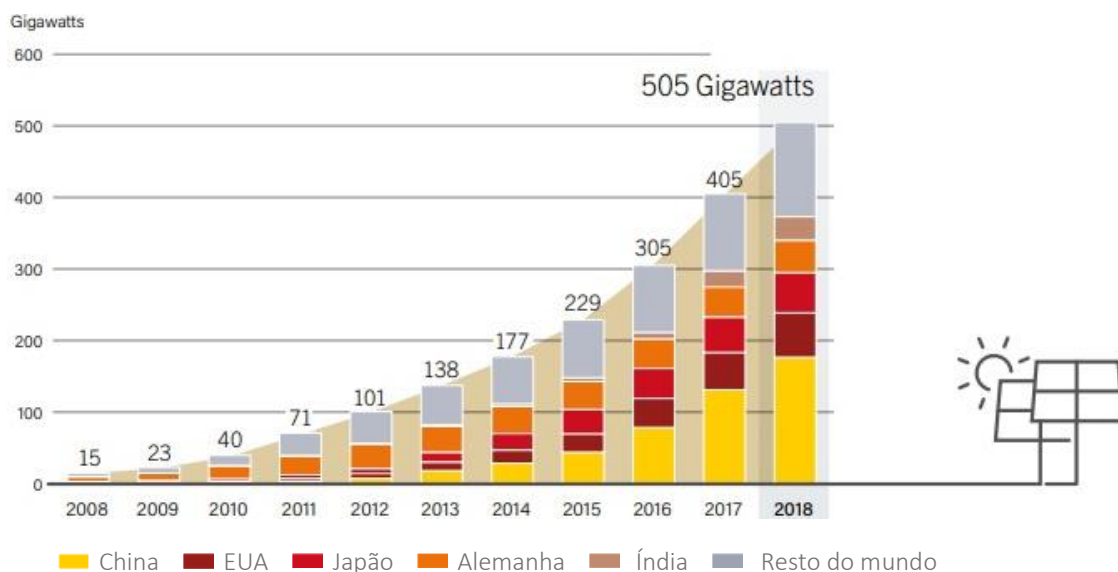


Figura 2 - Capacidade solar FV instalada por país entre 2008 e 2018 (REN21, 2019).

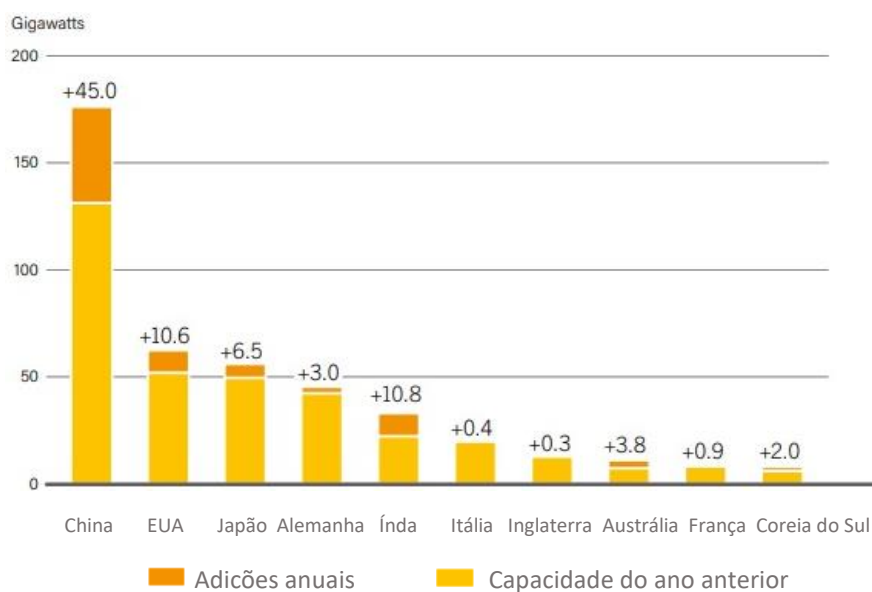


Figura 3 - Aumento da capacidade instalada em 2018 pelos 10 principais países (REN21, 2019).

Em 2014, a potência fotovoltaica instalada em Portugal foi de 108 MW, aumentando a potência total instalada para 673 MW. A localização das instalações fotovoltaicas são principalmente no sul do país. Desde 2014, 11 centrais fotovoltaicas de concentração estão em operação, totalizando assim uma capacidade de 14 MW. É de realçar que nos últimos anos, devido às políticas públicas adotadas, Portugal mantém a energia fotovoltaica como uma das tecnologias prioritárias em relação ao *mix* de produção de eletricidade renovável. A

descentralização foi fortalecida, mantendo a política de promoção de unidades de autoprodução (IEA-PVPS, 2018).

No ano-móvel de janeiro de 2019, a região do Alentejo foi responsável por 38% da produção fotovoltaica nacional. Desde 2014, salienta-se a entrada em funcionamento, de 12 centrais fotovoltaicas de concentração, totalizando uma potência de 17 MW (DGEG, 2019a).

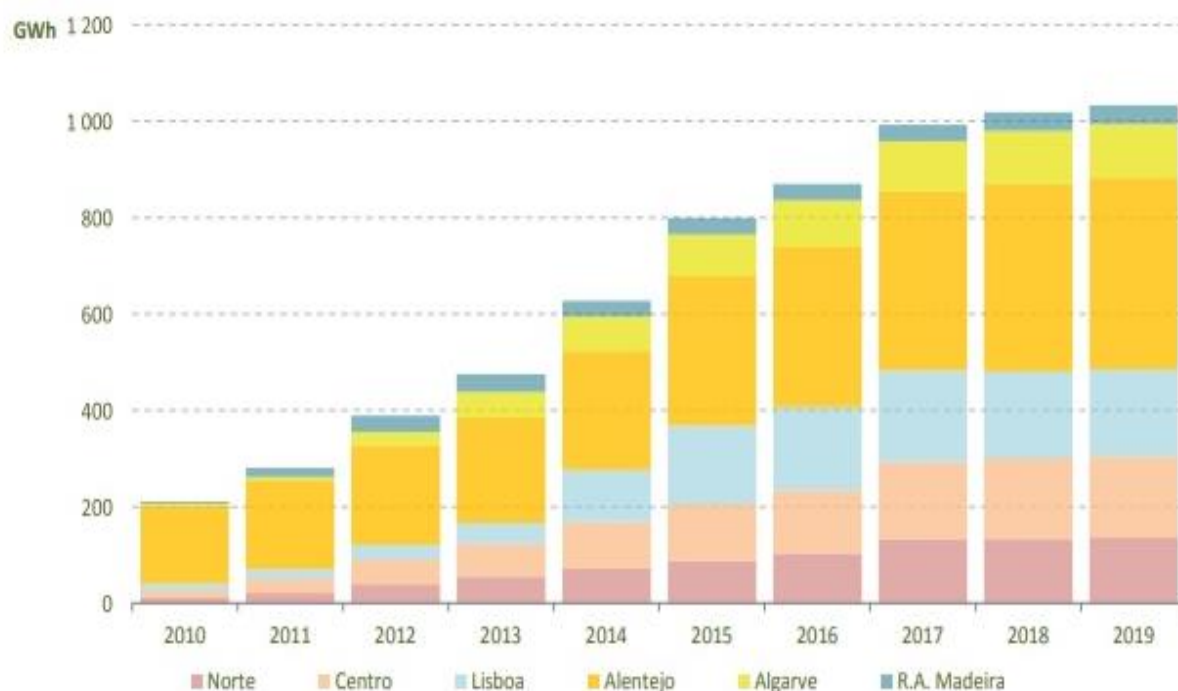


Figura 4 - Aumento da energia solar FV instalada em Portugal entre 2010 e 2019 (DGEG, 2019a).

2.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser muito simples, constituindo apenas um painel fotovoltaico e uma carga, como por exemplo, a alimentação direta de um motor de bomba de água, que só necessita de funcionar durante o dia, como se pode verificar na Figura 5. No entanto, quando por exemplo, o consumo numa habitação familiar deve ser alimentado, o sistema deve estar operacional dia e noite. Também pode ser necessário alimentar cargas CA e CC ou armazenar a energia elétrica em baterias, de modo a esta poder ser aproveitada nas situações em que não há radiação solar, como ocorre durante o período noturno (Jäger, Isabella, Smets, van Swaaij, & Zeman, 2016).

Dependendo da configuração do sistema, pode-se distinguir três tipos de sistemas fotovoltaicos, os sistemas FV autónomos (*off-grid*), os sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*) e os sistemas híbridos.

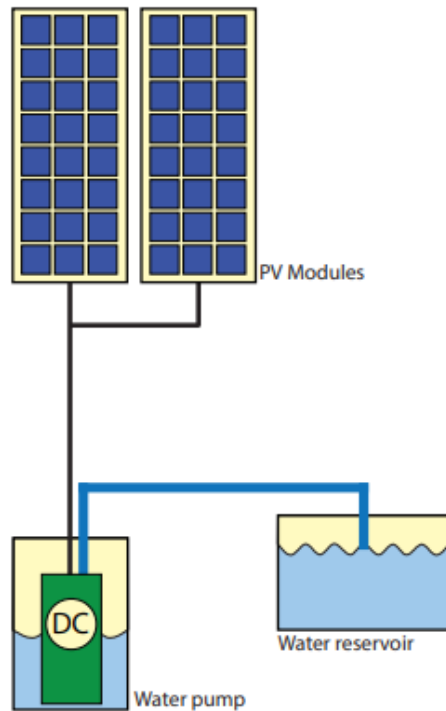


Figura 5 - Sistema FV simples com carga CC (Jäger et al., 2016).

2.2.1 Sistemas FV autónomos (*off-grid*)

Os sistemas FV autónomos são sistemas independentes que dependem apenas da energia solar. Estes sistemas podem constituir apenas os módulos fotovoltaicos e uma carga ou podem incluir baterias para armazenamento de energia. Ao usar baterias, estão incluídos reguladores de carga, que desligam os módulos fotovoltaicos quando as baterias estão totalmente carregadas, assim como interrompem o fornecimento de energia às cargas para impedirem que as baterias sejam descarregadas abaixo de um certo limite. As baterias devem ter capacidade suficiente para armazenar a energia produzida durante o dia, com o intuito de ser usada à noite e durante os períodos de mau tempo (Figura 6) (Jäger et al., 2016).

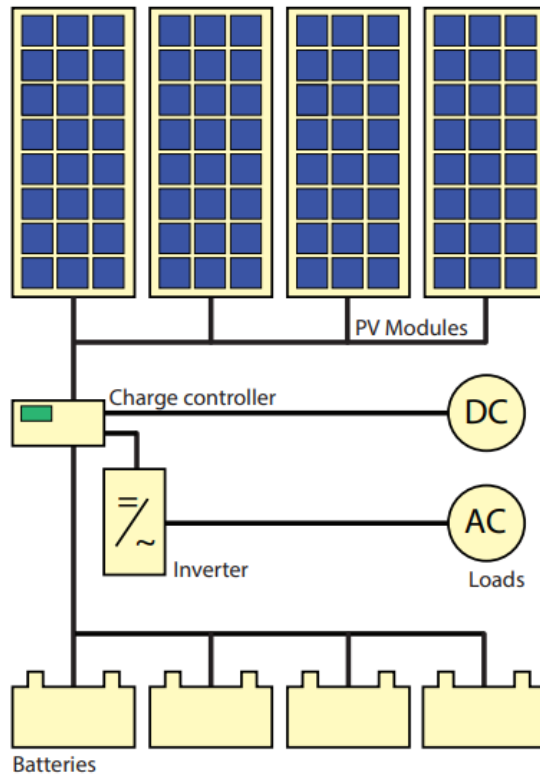


Figura 6 - Sistema FV Autônomo (Jäger et al., 2016).

2.2.2 Sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*)

Os sistemas FV conectados à rede estão a tornar-se cada vez mais populares em aplicações de integração em edifícios. Como representado na Figura 7, estes tipos de sistemas são conectados à rede através de inversores, que convertem a energia de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Em sistemas pequenos, como por exemplo, em residências o inversor é conectado ao quadro de distribuição. A energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é transferida para a rede elétrica ou para os eletrodomésticos que trabalhem em CA. Estes sistemas não necessitam de baterias, pois como estão conectados à rede elétrica, não sofrem qualquer problema em caso de excesso de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, assim como em caso de produção insuficiente, em que a energia é importada da rede (Jäger et al., 2016).

Os grandes campos fotovoltaicos atuam como centrais elétricas, em que toda a eletricidade fotovoltaica gerada é transportada diretamente para a rede elétrica. Estes podem atingir várias centenas de MWp. A Figura 8 ilustra um sistema fotovoltaico conectado à rede de 25,7 MWp instalado na Alemanha (Jäger et al., 2016).

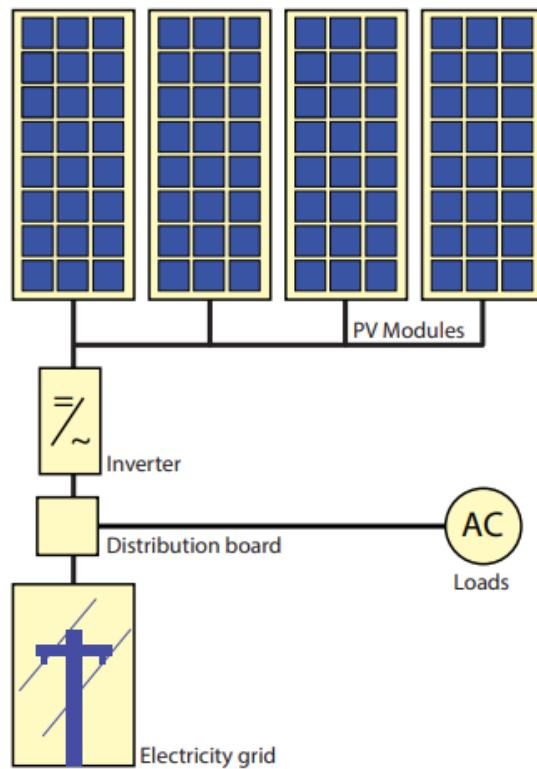


Figura 7 - Sistema FV conectado à rede elétrica (Jäger et al., 2016).



Figura 8 - Lauingen Energy Park, central fotovoltaica de 25,7 MW, Suábia da Baviera, Alemanha (Jäger et al., 2016).

2.2.3 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos consistem na combinação de módulos fotovoltaicos com um método complementar de geração de eletricidade, como por exemplo, um gerador a *diesel* ou um aerogerador. Para otimizar os diferentes métodos de geração de eletricidade, os sistemas

híbridos geralmente requerem componentes de controlo mais sofisticados relativamente aos sistemas fotovoltaicos independentes ou os conectados à rede elétrica.

Por exemplo, no caso de um sistema fotovoltaico com um gerador a diesel, o motor a diesel deve iniciar o funcionamento quando a bateria atingir um determinado nível de descarga e parar novamente quando a bateria atingir um estado de carga adequado. O gerador de reserva pode ser usado para recarregar baterias ou também para fornecer eletricidade (Figura 9) (Jäger et al., 2016).

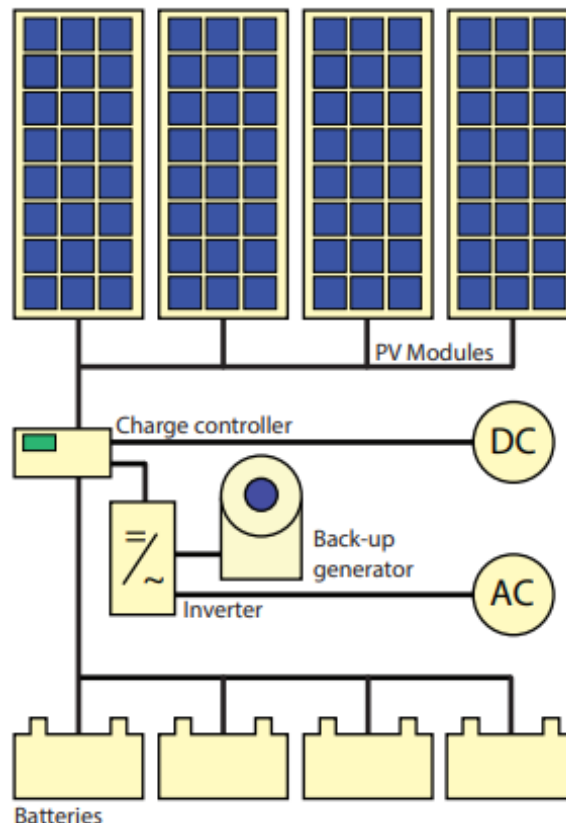


Figura 9 - Sistema FV híbrido (Jäger et al., 2016).

2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico

2.3.1 Tipos de células fotovoltaicas

Atualmente, existe uma grande variedade de células fotovoltaicas no mercado, usando diferentes tipos de materiais. As tecnologias de células fotovoltaicas são geralmente agrupadas em três categorias: células de primeira, segunda e terceira geração (Sampaio & González, 2017).

- Primeira geração: células fotovoltaicas de primeira geração utilizam a tecnologia de silício cristalino (c-Si), tanto na sua forma cristalina simples, monocristalinos (mc-Si) como na forma multicristalina, policristalinos (pc-Si) (Sampaio & González, 2017).
- Segunda geração: células fotovoltaicas de segunda geração são baseadas em tecnologias fotovoltaicas de *thin film* e geralmente incluem três famílias principais: (1) silício amorfo (a-Si) e silício microamorfo (a-Si/ μ c-Si); (2) telureto de cádmio (CdTe); (3) disseleneto de cobre e índio (CIS) e índio e gálio (CIGS) (Sampaio & González, 2017).
- Terceira geração: células fotovoltaicas de terceira geração são células com uma tecnologia ainda não implementada no mercado, estão em fase de desenvolvimento. Exemplos destas células são as células fotovoltaicas de concentração (CPV), células fotovoltaicas orgânicas, células fotovoltaicas sensibilizadas corantes e células nanocristalinas (Gangopadhyay, Jana, & Das, 2013).

2.3.1.1 Células de primeira geração

As células de primeira geração são o tipo de tecnologia mais utilizado, representando cerca de 85% do mercado devido às maiores eficiências que podem ser atingidas (atingem uma performance típica de 15 a 20%), sendo que os seus benefícios residem no seu bom desempenho e estabilidade (Castro, 2013).

No silício monocristalino, a estrutura molecular é uniforme uma vez que a estrutura é toda composta pelo mesmo material. Este tipo de uniformidade é ideal para o transporte eficiente dos elétrons pelo material (Castro, 2013).

O silício policristalino, por sua vez, utiliza processos de fabricação mais simples e baratos do que as técnicas de fabricação do silício monocristalino. Entretanto, a qualidade do material é mais baixa, uma vez que o nível de impureza é maior. A diferença visual entre os dois tipos de tecnologia pode ser vista na Figura 10 (Torzewski, 2015).

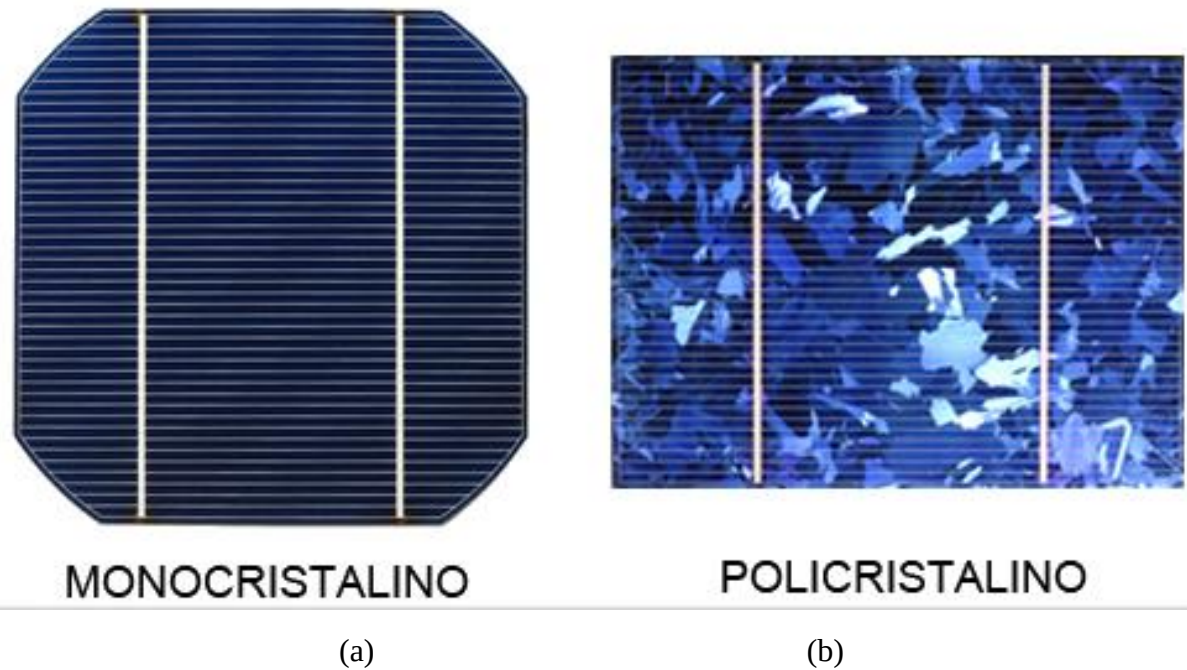


Figura 10 - Célula de silício monocristalino (a) e policristalino (b) (Torzewski, 2015).

A estrutura destas células pode ser vista na Figura 11, na qual podem ser identificados os seguintes elementos:

- A camada de silício, que pode ser do tipo monocristalino ou policristalino, com junções do tipo p-n na superfície.
- Contacto frontal e traseiro, sendo que o primeiro deve possuir um formato que aperfeiçoe a incidência de luz solar na célula.
- Camada antirreflexo, que reveste a superfície frontal aumentando a absorção de luz que atinge a junção p-n. Dióxido de Titânio (TiO_2) e nitreto de silício são os mais utilizados com esse intuito.

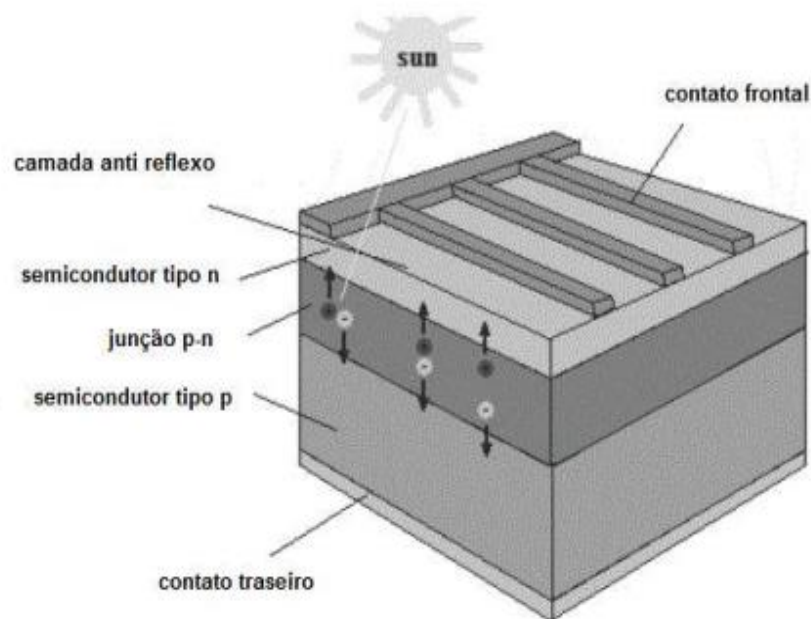


Figura 11 - Estrutura das células solares de primeira geração (Torzewski, 2015).

As eficiências de conversão deste tipo de células estão entre 12 a 15% para o mc-Si e 11 a 14% para o pc-Si. Sendo os recordes de eficiência em laboratório para o primeiro de 24,7%, enquanto que para o segundo de 20.3% (Sampaio & González, 2017).

2.3.1.2 Células de segunda geração

A utilização das células de segunda geração tem vindo a aumentar significativamente e representa aproximadamente 12% das instalações solares no mundo. Uma vez que possuem uma ótima absorção da radiação solar, as suas estruturas apresentam uma espessura fina, na ordem de 1 μm , logo a quantidade de material semicondutor é menor, tornando assim este tipo de célula mais barata que a de silício. A sua produção é realizada a baixas temperaturas, contribuindo assim para um menor consumo de energia elétrica (Castro, 2013).

O processo de produção é um contributo para a poluição do meio ambiente. Este fato aliado à baixa disponibilidade de matéria prima, ao baixo rendimento e à curta vida útil, fazem com que este tipo de célula não seja atrativa comercialmente (Castro, 2013).

Silício amorfo

O processo de produção do silício amorfo ocorre a baixas temperaturas, tornando possível a utilização de substratos de baixo custo, garantindo desta forma a obtenção de painéis solares semitransparentes, leves e flexíveis. Com isto, verifica-se uma ampla utilização desta tecnologia em projetos arquitetónicos que levam em consideração esta característica estética. (Castro, 2013).

Células fotovoltaicas de silício amorfo têm sido utilizadas desde a década de 1980, em relógios digitais, calculadoras e outros equipamentos. Atualmente estão a ser usadas em muitos equipamentos, resultando em eficiências de 10% (Sampaio & González, 2017).

Ainda que o seu processo de produção seja mais barato comparativamente com o silício cristalino, necessitam de maiores áreas, além de custos mais elevados em mão de obra e material na instalação (Castro, 2013).

Disseleneto de cobre e índio (CIS)

As células fotovoltaicas do tipo CIS exibiram as maiores eficiências de todos os tipos de células de segunda geração nos últimos 20 anos. Em 2013, cientistas da Empla (Swiss Federal Laboratories for Material Science and Technology) alcançaram níveis de eficiência de 20,4%. (Sampaio & González, 2017).

Módulos fotovoltaicos de CIS possuem boa aparência estética e são flexíveis, onde podem ser encontrados em janelas, revestimentos e formas de telhado, como se pode analisar na Figura 12. Além disso, possuem uma alta vida útil e uma tecnologia que cada vez mais tem sido aprimorada (Torzewski, 2015).



Figura 12 - Aplicação da tecnologia CIS no telhado de uma igreja (Torzewski, 2015).

Por outro lado, a pouca abundância e a toxicidade dos elementos que compõem estas células são fatores que devem ser aprimorados. Desenvolvimentos nos métodos de produção, que ainda são complexos e de alto custo, também necessitam de ser considerados para que a tecnologia de CIS seja competitiva no mercado (Castro, 2013).

Telureto de cádmio (CdTe)

De todas as tecnologias de *thin film*, que não utilizam silício na sua composição, as células de telureto de cádmio são as líderes do mercado com uma produção anual de 5% (Sampaio & González, 2017).

Durante o seu ciclo de vida, apesar de exibirem menores níveis de eficiência que os módulos de silício cristalino, a energia necessária e o tempo de retorno de energia são consideravelmente menores (Sharma, Jain, & Sharma, 2015).

Duas grandes preocupações em relação a esta tecnologia podem ser evidenciadas: os impactos negativos da contaminação do cádmio e a escassez do telúrio. Logo, os métodos de reciclagem durante a produção e no final da vida útil dos módulos são essenciais, uma vez que evitam a emissão do cádmio e conservam o telúrio (Sharma et al., 2015).

Além das vantagens ecológicas e económicas, este tipo de células também possuem uma qualidade estética mais atrativa que os módulos de silício cristalino (Sharma et al., 2015).

2.3.1.3 Células de terceira geração

As células fotovoltaicas de terceira geração têm como objetivo alcançar altos níveis de eficiência, utilizando as vantagens da primeira e segunda geração. Além das elevadas eficiências, propõem a utilização de materiais não tóxicos e abundantes, podendo serem utilizadas em grandes escalas de produção (Sharma et al., 2015).

Dentro desta geração existem diversos tipos de tecnologias, das quais se destacam:

- Células fotovoltaicas orgânicas;
- Células fotovoltaicas de concentração;
- Células fotovoltaicas nano-cristalinas;
- Células fotovoltaicas sensibilizadas corantes.

Células fotovoltaicas orgânicas

Este tipo de células fotovoltaicas oferecem um potencial a longo prazo em relação à tecnologia fotovoltaica economicamente viável para a geração de energia em grande escala, uma vez que os semicondutores orgânicos são uma alternativa em relação aos semicondutores inorgânicos, como o silício, em termos monetários. Além disso, as células fotovoltaicas orgânicas podem ser processadas por técnicas mais simples que não são adequadas para semicondutores inorgânicos cristalinos (Sampaio & González, 2017).

As células fotovoltaicas orgânicas são construídas a partir de *thin films* (normalmente 100 nm) de semicondutores orgânicos, como os polímeros (Sampaio & González, 2017).

Estes tipos de células têm características que as torna bastante atrativas, como por exemplo os baixos custos de produção e instalação (representando até 70% do custo total dos sistemas fotovoltaicos tradicionais), a facilidade de integração em diferentes dispositivos, a flexibilidade e a semi-transparência (Sampaio & González, 2017).

No entanto, as células fotovoltaicas orgânicas têm uma durabilidade limitada e uma eficiência mais reduzida comparativamente com as células de silício. A maioria dos polímeros

semicondutores possui uma *gap energy* superior a 2,0 eV (620 nm), o que limite a absorção de fótons solares, em torno dos 30% (Sharma et al., 2015).

Células fotovoltaicas de concentração

As células fotovoltaicas de concentração entraram no mercado na década de 1970. É a mais recente tecnologia de células solares. Estes tipos de células caracterizam-se por concentrarem a radiação solar numa pequena região da célula fotovoltaica, conforme se verifica na Figura 13. O princípio desta tecnologia é baseado na ótica, usando grandes espelhos e lentes a focarem e a direcionarem a luz solar para uma determinada região da célula (Sharma et al., 2015).

A convergência das radiações da luz solar produz uma grande quantidade de energia térmica, que depois é aproveitada para a geração de eletricidade. Uma grande vantagem deste tipo de células é a sua eficiência, chegando esta a valores de 40% (Sharma et al., 2015).

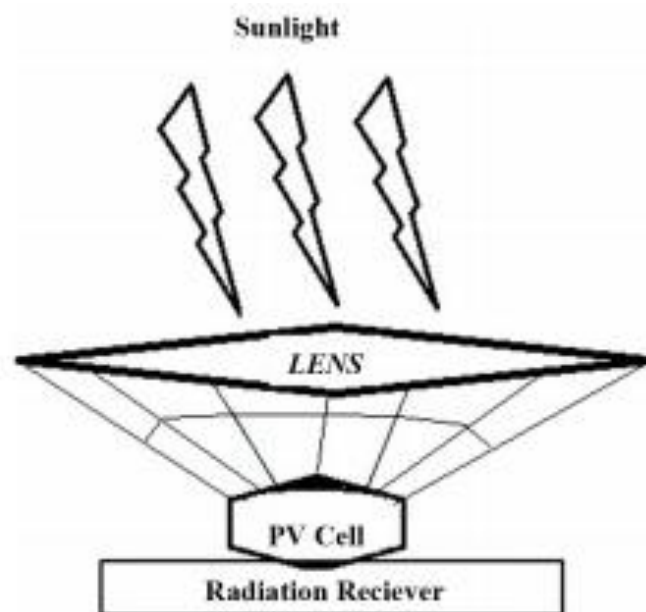


Figura 13 - Células solares de concentração (Sharma et al., 2015).

Células fotovoltaicas nano-cristalinas

As células fotovoltaicas nano-cristalinas são compostas por um semicondutor, que geralmente tem dimensões na gama dos nano-cristais, sendo o silício poroso e o dióxido de titânio poroso, os mais usados. As eficiências destes tipos de células rondam os 10% (Sharma et al., 2015).

Células fotovoltaicas sensibilizadas com corantes

A primeira célula fotovoltaica sensibilizada com corante foi sugerida por Michael Grätzel e Brian O'Regan, em 1991. Estas células pertencem ao grupo de células fotovoltaicas

híbridas, visto que são formadas por materiais orgânicos e inorgânicos. Têm sido estudadas com o objetivo de minimizar os custos de produção e questões ambientais e aumentar a eficiência (Sampaio & González, 2017).

A principal diferença destes tipos de células em comparação às convencionais, é que o elemento responsável pela absorção da radiação solar, o corante, está separado do mecanismo de transporte de carga. Logo, é permitido a utilização de matérias-primas mais impuras e uma simplificação do processamento celular. No entanto, é possível obter eficiências promissoras, na ordem dos 7 aos 11% (Sampaio & González, 2017).

2.3.2 Módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas entre si, para produzir uma tensão e corrente suficientes para a gerar energia, enquanto promove a proteção das células, visto que estas são dispositivos frágeis (Jäger et al., 2016).

Normalmente as células de silício têm uma tensão muito baixa, na ordem dos 0,5 a 0,8V. Assim sendo, para se obter níveis de tensão adequados, as células são conectadas em série, produzindo uma tensão equivalente à soma das tensões individuais de cada célula (Pinho & Galdino, 2014).

Dependendo da tensão a utilizar e da corrente elétrica desejadas, o número de células conectadas num módulo pode ser em série ou em paralelo. No momento de seleção das células durante a fabricação do módulo, há que ter atenção às suas características elétricas. A incompatibilidade destas características leva a módulos de fraca qualidade, visto que células com menor foto-corrente prejudicam a eficiência do módulo fotovoltaico (Jäger et al., 2016).

Módulos fotovoltaicos conectados em série

O número de células que pode ser acoplado formando um módulo fotovoltaico é muito variável, podendo existir desde 30 a 200 células. De maneira análoga à conexão das células fotovoltaicas, quando a ligação dos módulos é feita em série, as tensões em circuito aberto são a soma das tensões de cada módulo, como se pode verificar na Equação 1, enquanto que a corrente elétrica é a mesma em todos os módulos, como se pode verificar na Equação 2.

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots V_n \quad (1)$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 = I_n \quad (2)$$

Durante a conexão em série, as correntes que passam em cada módulo são sempre iguais entre si, mas para que a corrente não seja afetada em relação à corrente de um módulo individual, não pode haver dispersões de características elétricas ou sombreamentos parciais,

caso contrário, a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual.

Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo

A conexão em paralelo é feita unindo-se os terminais positivos de todos os módulos entre si, procedendo-se da mesma forma com os terminais negativos. Esta conexão resulta na soma das correntes, sem alteração da tensão, como se pode verificar na Equação 3 e na Equação 4.

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (3)$$

$$V = V_1 = V_2 = V_3 = V_n \quad (4)$$

Efeitos de sombreamento

Como já foi referido anteriormente, nos módulos de silício cristalino que contêm as células fotovoltaicas associadas em série, quando uma ou mais dessas células recebe menos radiação solar, a corrente elétrica de todo o conjunto é afetada. Esta redução de radiação incidente deriva-se da sujeira sobre o vidro ou algo que tenha caído sobre o módulo, entre outras possibilidades. Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, há a probabilidade de ocorrência de danos no módulo que está parcialmente sombreado, visto que a potência elétrica é dissipada no módulo afetado. Neste caso, pode ocorrer o fenómeno conhecido como *hot spot* (produção de calor excessivo sobre a célula afetada), o que leva à rutura do vidro ou à fusão de polímeros e metais.

É de realçar que os módulos fotovoltaicos de segunda geração (*thin film*), têm melhor desempenho na presença de sombreamento do que os de silício cristalino, sofrendo menores reduções no seu rendimento.

Maximum Power Point Tracking

O *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), ponto de potência máxima, ou simplesmente MPP, é fazer com que o ponto de funcionamento corresponda ao ponto máximo da curva P-V, para gerar o maior *output* possível, a determinadas condições de radiação e temperatura do módulo. O tipo de ligação entre as várias células que compõem um módulo fotovoltaico, em série ou em paralelo, apenas faz aumentar a tensão e a corrente e não a forma da curva I-V. O desempenho da curva I-V duma célula fotovoltaica depende da temperatura da célula e da potência da radiação nela incidente, como se pode verificar na Figura 14 (Jäger et al., 2016).

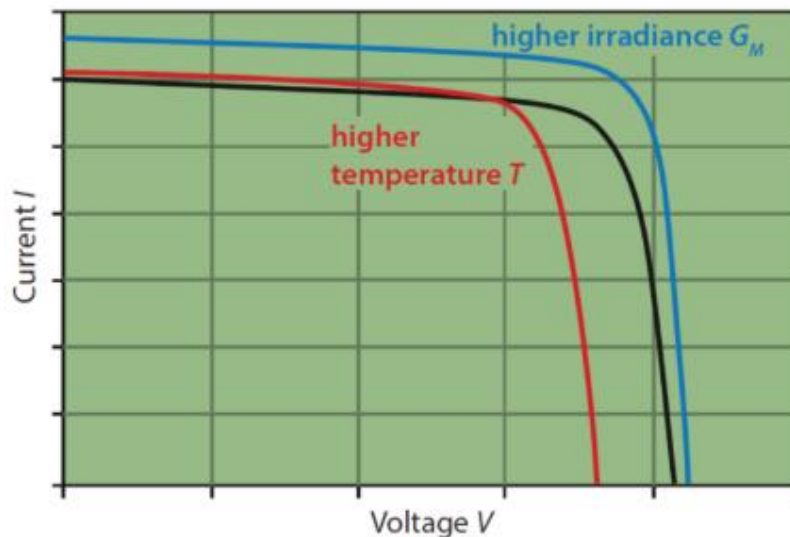


Figura 14 - efeito da temperatura e da irradiação na curva I-V (Jäger et al., 2016).

O ponto de funcionamento é ditado por uma carga no caso de uma célula, ou um módulo estar diretamente ligado à própria carga. Em sistemas que não estão diretamente interligados a uma carga, estes devem ser capazes de determinar o *Maximum Power Point* a cada instante e ajustar os valores de corrente e tensão de acordo com as variações das condições de funcionamento. Existem duas formas distintas de realizar este ajuste: regular o valor da corrente para o valor correspondente ao MPP (I_{mpp}) ou forçar o sistema a trabalhar ao valor de tensão correspondente MPP (V_{mpp}) (Jäger et al., 2016).

O processo de monitorização é feito através de dois princípios:

- Rastreamento indireto do MPP: método da voltagem fixa e método da voltagem de circuito aberto fracionada;
- Rastreamento direto do MPP: método da perturbação e observação e método da condutância incremental.

O MPPT é basicamente o processo de monitorização e ajuste do MPP. É utilizado para detetar o MPP, todavia, este não é capaz de alterar a tensão de funcionamento dos sistemas (Jäger et al., 2016).

Vida útil

O tempo de vida útil de um módulo fotovoltaico, ainda que dependente do respetivo fabricante, varia de 25 a 30 anos (Jäger et al., 2016).

Geralmente, os módulos fotovoltaicos estão sujeitos a condições climáticas bastante adversas, como por exemplo, grandes variações térmicas, tempestades, ventos fortes, granizo, neve e temperaturas muito elevadas ou muito baixas (Al-Addous, Dalala, Class, Alawneh, & Al-Taani, 2017).

Por estas razões e por o investimento que a instalação de módulos implica, os módulos fotovoltaicos apresentam, necessariamente, um período de vida útil alargado. As perdas de eficiência, normalmente, não ultrapassam os 20% da eficiência inicial num intervalo de tempo de 25 anos (Al-Addous et al., 2017).

2.3.3 Inversores

Os inversores são dispositivos eletrónicos essenciais em sistemas fotovoltaicos, pois são utilizados para fazer a ligação entre o gerador fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos) e a carga CA dos equipamentos ou a rede. Têm o objetivo de converter o sinal elétrico CC proveniente do gerador fotovoltaico num sinal CA, sendo que, numa fase posterior, ajustam o sinal para a frequência e nível de tensão da rede à qual estão ligados (Jäger et al., 2016).

Estes equipamentos podem ser utilizados para vários tipos de configurações:

- Sistemas ligados à rede;
- Sistemas desligados da rede com baterias recarregáveis;
- Sistemas de bombeamento com baterias de armazenamento.

Inversores para sistemas ligados à rede

O planeamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede começa com a escolha de um inversor adequado. É este primeiro passo que determina a tensão a considerar no lado CC e o gerador fotovoltaico é depois configurado de acordo com as características de *input* do inversor (Cabrera-Tobar, Bullich-Massagué, Aragüés-Peñalba, & Gomis-Bellmunt, 2016).

A sua principal função é converter a corrente CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente CA, de acordo com as especificações da rede. Contrariamente a outros tipos de inversores, estes devem conseguir responder tanto às características da rede elétrica como às do gerador fotovoltaico. Dado que, toda a corrente dos módulos circula no inversor, as suas propriedades afetam o comportamento e resultados operacionais do sistema fotovoltaico (Jäger et al., 2016).

Para além da eficiência da conversão de corrente, o inversor deverá ter determinados componentes que controlem o modo de operação diário. Este deverá assegurar que a operação inicia (durante a manhã) assim que a energia solar é suficiente para que as células fotovoltaicas entrem em funcionamento. Ao longo do dia, o seu funcionamento varia com as flutuações de radiação solar e temperatura do módulo. Os inversores inteligentes deverão, assim, incluir componentes eletrónicos de controlo que reajustem continuamente o equipamento para funcionar no seu ponto mais favorável – *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Para além disso, deverão estar incluídos equipamentos de segurança no inversor que automaticamente desliguem o sistema em casos de irregularidades na rede ou no gerador fotovoltaico (Cabrera-Tobar et al., 2016).

Inversores para sistemas desligados da rede

Estes inversores deverão ser capazes de alimentar um elevado número de equipamentos elétricos, pelo que a sua eficiência devesse rondar os 90%. A qualidade do inversor autónomo depende de um conjunto de características (Cabrera-Tobar et al., 2016), como por exemplo:

- Proteção contra sobreintensidades;
- Baixa flutuação da tensão e frequência de saída;
- Alta eficiência;
- Baixo consumo em *stand-by* com auto deteção da presença de uma carga;
- Capacidade de suportar curto-circuitos;
- Elevada tolerância às correntes de arranque.

2.3.4 Baterias

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos com a capacidade de converter energia química em energia elétrica, através de um processo eletroquímico de oxidação que ocorre no seu interior. São o dispositivo mais utilizado no armazenamento de eletricidade, sendo que, são consideradas um elemento muito importante, pois é através delas que se consegue minimizar os efeitos da intermitência inerente às fontes de energia renovável (Podder & Khan, 2016).

Estas podem-se distinguir em dois grupos: as baterias primárias e as baterias secundárias. Nas baterias primárias o processo de conversão de energia química em energia elétrica é irreversível, ou seja, as baterias não são recarregáveis. As baterias secundárias são carregáveis, sendo a conversão da energia química em energia elétrica um processo reversível (Jäger et al., 2016).

As baterias alcalinas e as zinco-carbono são exemplos de baterias primárias e são geralmente utilizadas como fontes de energia de baixa potência em aplicações como relógios e calculadoras. As baterias de chumbo-ácido e as baterias de íons de lítio são exemplos de baterias secundárias. As de chumbo-ácido são as mais antigas e são a tecnologia mais madura, no entanto são baterias muito pesadas e com uma menor densidade de energia e potência que as baterias de íons de lítio (Podder & Khan, 2016).

Na presente dissertação será utilizada a bateria de fluxo regenerativo, nomeadamente a bateria Redox de Vanádio (VRB), que se apresenta na Figura 15. Uma bateria de fluxo apresenta dois componentes químicos dissolvidos em líquido, contidos em tanques externos como nas células de combustível.

A bateria Redox de Vanádio utiliza quatro estados de oxidação para armazenar energia potencial química, favorecendo a não degradação da membrana.

Durante o ciclo de descarga V^{2+} é oxidado em V^{3+} na parte negativa da célula, sendo um eletrão libertado no processo, na parte positiva da célula. V^{5+} aceita o eletrão através do circuito externo e reduz-se a V^{4+} . Íons de hidrogénio (H^+) são trocados na membrana de forma a manter a neutralidade de carga.

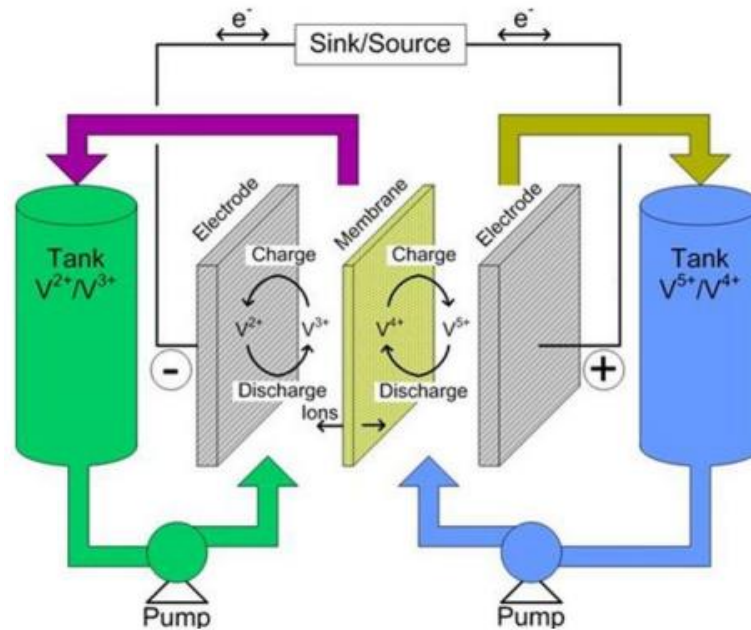


Figura 15 - Bateria Redox de Fluxo de Vanádio (Instruments, 2013).

Existem dois componentes principais: o equipamento de conversão eletroquímica por onde os fluidos passam, que define a potência de pico da bateria, e os tanques de armazenamento dos compostos químicos, que definem a capacidade de carga. Assim, a quantidade de energia possível de armazenar é limitada pelo tamanho dos tanques. Os eletrólitos da maioria das baterias de fluxo são metais como o vanádio. Embora seja eficiente, o vanádio é muito caro. As baterias de fluxo apresentam um tempo de resposta rápido, um maior ciclo de vida e tolerância a sobrecargas. A bateria de vanádio pode ser carregada e descarregada mais de 10 000 vezes sem degradar o seu rendimento (Visblue, 2019).

2.3.5 Conversores CC-CC

Os conversores CC-CC são utilizados à saída dos módulos fotovoltaicos sendo a sua principal função transformar a tensão elétrica variável que é gerada nos módulos, em tensão uniforme, que posteriormente será convertida nos inversores (Jäger et al., 2016).

Estes tipos de conversores funcionam também como controlador MPPT, pois embora o algoritmo MPPT consiga detetar quais os valores que levam à potência máxima, este não consegue ajustar os valores da tensão e da corrente. Este trabalho terá de ser realizado pelo conversor CC-CC (Birane, Larbes, & Cheknane, 2017).

Existe dois tipos de conversores: conversores tipo *boost*, têm a função de elevar a tensão e conversores tipo *buck*, que servem para reduzir a tensão. Na maioria das aplicações são utilizados conversores tipo *buck-boost*, que fazem os dois tipos de funções (Birane et al., 2017).

2.3.6 Controladores de Carga

Os controlares têm o objetivo de proteger as baterias contra cargas e descargas excessivas, aumentando assim a sua vida útil. As baterias têm certos limites restritos que são necessários cumprir para o seu ótimo funcionamento, sendo por isso, muito importante controlar o correto valor de tensão e os níveis de intensidade de corrente com que as baterias são carregadas e descarregadas. Os controladores têm por isso, um trabalho importantíssimo neste tipo de sistemas, visto que, a sua falha poderá provocar danos gravíssimos em todo o sistema (Birane et al., 2017).

2.4 Orientação e instalação de painéis fotovoltaicos

2.4.1 Orientação

A orientação e tipo de instalação do painel afeta a sua eficiência energética. Painéis colocados com orientações não ótimas vão funcionar abaixo da sua capacidade máxima para a irradiação do local, tornando qualquer sistema bastante ineficiente (Instruments, 2013).

Existem vários ângulos a ter em conta na montagem dum painel fotovoltaico. Os ângulos são os seguintes:

- Inclinação do painel: indica o ângulo entre o painel e o solo;
- Azimute: É o ângulo formado pelo plano vertical do sol com o sul geográfico;
- Altura solar: É a elevação angular em relação ao horizonte medido do horizonte até ao centro do sol, sendo 0° ao nascer e pôr do sol.

Nem todos os locais são geograficamente ótimos para instalações deste género, sendo o local um fator limitante. Se a instalação for fixa, dependendo do local onde é realizada, estes ângulos vão ter um valor ideal para um máximo de produção. Este ideal não é único, depende do propósito do sistema de produção FV. A orientação dos painéis é um dos parâmetros que deve ser analisado na criação dum sistema autónomo deste tipo. Em instalações dinâmicas estes ângulos podem ser alterados periodicamente ou ativamente em ciclos sazonais e diários.

2.4.2 Instalação

Os painéis solares podem ser instalados de várias formas, em telhados, em fachadas ou em locais específicos. Cada tipo de instalação tem as suas vantagens e limitações. Dependendo do local, certos tipos de instalação podem ser inconcebíveis, por exemplo, em zonas urbanas instalações no solo são altamente ineficientes, pois não existe muita área útil para o efeito.

A instalação de painéis fotovoltaicos normalmente é realizada das seguintes formas (Ist & Europeia, 2004):

- Telhados: funcionam até níveis de produção médios, tendo como vantagem, o facto de não causarem sombreamento entre painéis, não ocuparem área útil e não afetarem a paisagem existente. Estão limitados no que toca à dimensão e orientação do telhado. Existe dois tipos de instalação, telhado inclinado e telhado plano. A instalação no telhado assemelha-se a uma instalação no solo.
- Fachadas: evita o sombreamento e diminui a perturbação visual da instalação. Tal como os telhados estão limitados pela área e orientação da fachada.
- Mastros: útil para sistemas de pequena dimensão, evita o sombreamento e dificulta o possível roubo do equipamento.
- No solo: configuração mais fácil de montar e manter. Serve para todas as gamas de produção. Pode ter problemas com o sombreamento de painéis.
- Sistemas integrados noutros componentes: um exemplo deste tipo de instalação é a aplicação de telhas com células FV integradas. Está dependente do equipamento utilizado, no entanto, é possível criar sistemas que não alterem a paisagem existente e que ocupem áreas já utilizadas de uma forma, que não é possível com qualquer outro tipo de instalação (Tesla, 2018).

Dependendo do tipo e local onde se pretende colocar os painéis, existem vários subtipos de instalação. Estes subtipos estão relacionados com a capacidade da instalação se ajustar para obter o nível ideal de radiação direta, ou seja, a mobilidade dos painéis. Os subtipos de instalação são os seguintes (Bushong, 2016):

- Instalação fixa: como o nome indica, é uma instalação sem peças móveis. Qualquer aplicação pode usar este tipo de instalação, sendo que, deve ser instalada na orientação ideal para o caso.
- Instalação passiva: uma instalação passiva é realizada de forma a poder ser ajustada manualmente de forma periódica, daí ser passiva. A instalação não altera a sua orientação automaticamente. Este tipo de instalação está limitado ao local e tipo de armação utilizada para dispor os painéis e podem ocorrer problemas com o sombreamento entre painéis.
- Instalação ativa: este tipo de instalação é a mais dispendiosa, mas em teoria também é a mais eficiente. Uma instalação ativa permite que os painéis estejam na sua disposição ótima a cada momento regulando a sua posição relativa ao sol, ao longo do dia. A complexidade da instalação ativa pode variar, podendo existir uma aplicação com 1 eixo ativo ou com 2 eixos ativos. Como foi dito para as instalações passivas, as instalações ativas também estão limitadas tanto na sua instalação como também é possível que cause o sombreamento indesejado entre painéis.

2.5 Fatores de Desempenho

Os fatores de desempenho visam avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico. Os parâmetros que avaliam o desempenho são: a produtividade, o fator de capacidade e o rácio de desempenho.

A produtividade (Y) é o rácio que avalia a quantidade de energia anual produzida em CA (E_{CA}) relativamente à capacidade instalada em CC (P_{CC}). Quando estes valores são expressos em kWh e kWp, respetivamente, o valor do rácio representa a energia gerada (kWh) por cada kWp da capacidade instalada. Deste modo, a produtividade é dada pela Equação 5 (Palmero-Marrero, Matos, & Oliveira, 2015):

$$Y [kWh/kWp] = \frac{E_{CA}}{P_{CC}} \quad (5)$$

O fator de capacidade (CF) é um rácio que avalia o número de horas a plena carga do sistema relativamente ao número de horas de um ano completo, ou seja, 8760 horas (Kymakis, Kalykakis, & Papazoglou, 2009). Este rácio é expresso em termos percentuais e é dado pela Equação 6:

$$CF [\%] = \frac{Y}{8760} \times 100\% \quad (6)$$

O rácio de desempenho avalia a qualidade de um sistema fotovoltaico, sendo frequentemente designado como um fator de qualidade. Quanto maior o valor de PR, mais eficiente é o sistema fotovoltaico, no entanto, valores de 100% são impossíveis de atingir, devido a perdas inevitáveis. Sistemas fotovoltaicos eficientes atingem, contudo, uma performance ratio de até 80% (PVSYST6.7, 2018).

O cálculo do rácio de desempenho (PR) é dado pela Equação 7, onde E_{CA} é o valor da energia anual produzida em CA (kWh), I_{inc} (kWh/m²/ano) é a irradiação incidente no plano dos módulos, $A_{módulos}$ é a área dos módulos (13 m²) e $\eta_{módulos}$ é o rendimento dos módulos (16,35%) (Rehman & El-Amin, 2012).

$$PR [\%] = \frac{E_{CA}}{I_{inc} \times A_{módulos} \times \eta_{módulos}} \times 100\% \quad (7)$$

2.6 Software para as simulações do Sistema FV

2.6.1 PVSyst

Desenvolvido especificamente para simular o desempenho de sistemas fotovoltaicos, é um dos *software* mais antigos no mercado mundial de *software* para sistemas fotovoltaicos. Foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Genebra, na Suíça, com o intuito de ser uma ferramenta de apoio simples, de fácil utilização, que pudesse ser usado por Instaladores, Arquitetos, Investigadores ou Engenheiros. Os valores de irradiação podem ser carregados a partir de *sites* meteorológicos ou introduzidos manualmente e com poucos passos pode-se estimar rapidamente a produção elétrica de uma dada central fotovoltaica. Uma licença do PVSyst 7 Profissional custa 560 € / ano, contudo, é possível ter um mês grátis, podendo usufruir de todos os recursos que o *software* traz.

Os sistemas FV autónomos são organizados de acordo com o armazenamento de bateria:

- A energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é entregue à bateria ou ao utilizador;
- As necessidades de consumo por parte do utilizador devem ser bem definidas, com o seu perfil diário, em valores horários;

A cada hora, é executada uma simulação que faz um equilíbrio entre a produção fotovoltaica e as necessidades do utilizador. A diferença deriva da bateria, positivamente ou negativamente. Este balanço energético deve ser controlado por um controlador. O papel do controlador é lidar com o fluxo de energia, para a proteção da bateria, ou seja, quando a bateria estiver cheia, os painéis fotovoltaicos são “desligados”, e quando a bateria estiver vazia, as necessidades do utilizador devem ser “desligadas”. Além disso, pode estar conectado ao controlador um gerador, que serve de *back-up*, ou seja, quando a bateria estiver vazia e o ganho solar não for suficiente (PVSYST6.7, 2018).

Existem 3 tipos de sistemas FV autónomos: Os pequenos sistemas isolados, os médios sistemas isolados e os grandes sistemas isolados.

1. Pequenos sistemas isolados

Trata-se de pequenos sistemas (50 Wp a 200 Wp) com um consumo muito limitado, por exemplo algumas luzes, televisão e um computador. Com este simples sistema fotovoltaico, os painéis fotovoltaicos, normalmente 2 ou 3, são conectados diretamente à bateria, sem haver um condicionamento de energia. Isto implica que os painéis fotovoltaicos devem ser de 12 V ou 24 V, ou seja, com 36 células ou 72 células. Este tipo de instalação envolve controladores muito simples que têm a habilidade de controlar a capacidade de energia quando a bateria está vazia (PVSYST6.7, 2018).

2. Médios sistemas isolados

Estes sistemas variam geralmente entre 200 Wp e 2 kWp. O controlador inclui uma unidade de condicionamento de energia, o MPPT, que procura o ponto de máxima potência para o sistema. A energia produzida pelos painéis fotovoltaicos depende de muitas variáveis, como a irradiação, a temperatura, o ângulo de incidência do sol, além de nuvens e sombras, os tipos de células fotovoltaicas, ou seja, se são células de silício cristalino, de filme fino, etc. A consequência disso é que a tensão e corrente fornecidos pelos painéis fotovoltaicos ao controlar varia muito. Acontece que não necessariamente a corrente e tensão fornecidos são as melhores para o sistema. O MPPT, portanto, transforma a energia “bruta” e variável que chega ao controlador, na melhor relação de corrente e tensão para o funcionamento e eficiência do sistema, de forma a aproveitar da melhor maneira a energia (PVSYST6.7, 2018).

Estas instalações podem alimentar várias lâmpadas, frigoríficos, arcas frigoríficas, máquinas de lavar roupa ou louça, pequenas ferramentas elétricas, etc. A energia pode ser usada para alimentar cargas em CC ou alimentar cargas em CA através de um pequeno inversor. Nestes sistemas podem também ser implantados um gerador de *back-up*, em caso de falta de energia.

3. Grande sistema isolado

Este tipo de sistemas são sistemas autónomos de 2 kWp a várias dezenas de kWp. Este é o tipo de sistema que será usado nesta dissertação, visto que tem uma potência instalada de 2,12 kWp. Tais instalações usam um ou mais “carregadores solares” equipados com conversores MPPT e inversores CC/CA. O controlador deixa de ser um dispositivo único, ou seja, o controlo de carga é feito pelo “carregador solar” e o controlo de descarga é feito pelo inversor.

O PVSyst considera o carregador solar como o “controlador para *stand-alone*”. Por razões históricas, este componente do PVSyst deve também controlar a descarga de energia e o gerador de *back-up*. Porém, como os parâmetros para essas funções não são definidos nos dispositivos físicos do “carregador solar” (*datasheet*), os parâmetros internos para esses controles permanecerão na caixa de diálogo deste componente, mas os seus valores serão definidos dentro do sistema. Os seus valores iniciais serão adaptados à configuração do sistema e serão modificáveis de acordo com o inversor usado ou outro dispositivo de controlo (PVSYST6.7, 2018).

Procedimentos de um sistema FV autónomo:

- Primeiro passo: Como em qualquer sistema do PVSyst, é necessário especificar a orientação dos painéis fotovoltaicos. Na versão 6.70 (que é a usada nesta dissertação) não é possível definir várias inclinações numa só simulação. Este tipo de configuração será estudado em versões posteriores;
- Segundo passo: É necessário definir as necessidades de consumo do utilizador. Por defeito, para pequenos sistemas, é proposto uma lista de eletrodomésticos e os detalhes

do seu uso, podendo ser sazonais ou mensais. Para sistemas maiores, há a possibilidade de o utilizador definir um perfil de carga;

- Terceiro passo: Na parte de cima da tela, no botão “sistema”, aparece uma ferramenta que fornece conselhos sobre a potência necessária dos painéis fotovoltaicos e sobre o banco de baterias;
- Quarto passo: É necessário escolher um modelo da bateria. O programa propõe um número de baterias em série e em paralelo. É possível também definir as condições de temperatura operacional para as baterias, de acordo com a implementação do sistema;
- Quinto passo: Escolher um modelo de módulos fotovoltaicos no banco de dados, escolher a estratégia de controlo que melhor se adapte ao sistema (*direct coupling*, MPPT converter ou CC/CC converter). Num primeiro passo, é aconselhável escolher o “inversor universal”. O programa determina o número de módulos em série ou em paralelo, de acordo com a tensão da bateria. Com a estratégia “*direct coupling*”, a tensão dos módulos fotovoltaicos deve corresponder à tensão da bateria, visto que, qualquer incompatibilidade resultará em perdas de P_{mp}. Os módulos fotovoltaicos mais adequados são aqueles de 36 células por uma bateria de 12 V e de 66 células para baterias de 24 V. Os módulos de 60 células não são adequados para “*direct coupling*”, é necessário usar um condicionamento de energia MPPT ou CC/CC. É também possível o utilizador criar o seu próprio modelo de inversor, adequado ao seu sistema;
- Sexto passo: Na secção das perdas detalhadas, o PVSyst, por defeito define valores razoáveis para as primeiras simulações.

2.6.2 SCE.ER

O *software* SCE.ER é de descarregamento e utilização livres. No entanto, funciona sobre a plataforma “Microsoft EXCEL”. É de referir que inclui programação *macros* em “Microsoft Visual Basic for Applications” e, portanto, há que autorizar que a plataforma EXCEL corra *macros* quando o *software* arranca pela primeira vez. É um programa informático de definição de requisitos mínimos e de verificação regulamentar, para sistemas de aproveitamento de fontes de energia renováveis (FER).

O SCE.ER não é, portanto, um programa de apoio a Projetos de sistemas FER, exceto no sentido limitado em que se estabelece os requisitos mínimos de Projeto e a compatibilidade desde com regulamentos. Não é também um programa concebido para pré-dimensionamento de sistemas FER, para fins pedagógicos ou científicos na área das Energias Renováveis, embora, é claro que possa ser utilizado nessas funções.

Neste contexto o SCE.ER apenas avalia configurações gerais de sistemas FER e coloca a sua ênfase nos parâmetros técnicos que são os dominantes no desempenho energético. Não se debruça sobre aspetos que têm pouca influência no desempenho (impacto abaixo de 1%) ou sobre vertentes, por exemplo de segurança elétrica, circuitos hidráulicos, sensores e controlo, etc. também não implementa métodos de cálculo ou de obtenção dos próprios parâmetros que pede como *inputs*. Procurou-se um meio termo de razoabilidade entre abordagens muito simples e requerendo *inputs* mínimos, mas cuja representação da realidade resulta demasiado “grosseira”,

e uma representação muito fiel dos sistemas reais, mas exigindo enorme complexidade de cálculo e esforço na descrição dos detalhes finos do sistema.

No caso de sistemas solares, o SCE.ER executa uma simulação quase dinâmica de base horaria, ou a passo de tempo ainda mais curto, caso seja necessário, para evitar instabilidades numéricas nos cálculos. Estas simulações recorrem a *inputs* vindos do utilizador, bem como vindos de bancos de dados meteorológicos e de equipamentos contidos dentro do próprio *software*. Para outros sistemas FER o *software* limita-se a implementar os algoritmos constantes no Despacho nº 15793/2013.

O SCE.ER apenas indica ferramentas e algoritmos para um certo conjunto de tecnologias mais frequentes. Cálculos para todas as outras situações devem ser justificados pelo projetista do sistema (DGEG, 2019b).

Também, mesmo para as tecnologias incluídas no SCE, há numerosas situações que não são estão cobertas, por exemplo, configurações de sistemas solares mais complexas que as disponíveis, com depósitos de acumulação, permutadores externos, etc. Nestes casos, o utilizador deve escolher a configuração mais semelhante à que se pretende instalar.

O SCE.ER trata dos sistemas solares FV com ou sem armazenamento, mas sempre ligados à rede elétrica de serviço público (RESP). O *software* faz uma simulação horária do balanço energético do sistema. O funcionamento dos módulos FV é modelado considerando que o bloco de inversores ou controladores é “perfeito”, por exemplo, mantendo os módulos a funcionar no ponto de máxima potência. Neste caso, a produção de energia elétrica (em CC) pode ser bem aproximada por uma fórmula em que a potência é proporcional à radiação incidente, usando parâmetros indicados na habitual infirmação técnica (*datasheet*). Esta produção em CC é depois afetada por uma série de perdas e pela eficiência do inversor ou controlador (principalmente na conversão CC/CA), e são deduzidos os consumos de eventuais equipamentos auxiliares, tais como ventiladores e seguidores solares (*sun trackers*). A energia renovável produzida numa certa hora é usada prioritariamente para atender ao consumo, depois para acumular no armazenamento (em sistemas com baterias), é só depois é que o eventual excesso é injetado na rede.

O *software* tem bancos de dados para modelos de inversores ou controladores e para módulos FV. O primeiro banco de dados não pode ser alterado pelo utilizador e nele constam modelos aprovados pela DGEG para instalações de pequena produção distribuída (banco de dados ainda não completo nesta versão). Para o armazenamento, pede-se apenas a declaração da capacidade nominal, sendo admitidos valores típicos de 90% de profundidade de descarga e 80% de eficiência no ciclo carga / descarga. Pelo contrário, os módulos FV necessitam de uma caracterização detalhada. Os modelos de módulos FV podem ser definidos e acrescentados à base de dados pelo próprio utilizador.

Realça-se que, não obstante a serem pedidas numerosas informações sobre diversos componentes e perdas, o desempenho global do sistema acaba por ser largamente controlado pela eficiência dos módulos FV.

Clicando no botão “simular”, executa-se uma simulação do sistema solar FV. Tal como no caso dos sistemas solares térmicos, o programa apresentará então resultados anuais sumários,

e os ícones que são acesso a um relatório detalhado sobre a análise feita, com valores mensais: em formato de folha EXCEL ou PDF (DGEG, 2019b).

2.6.3 PVGis

O PVGis é um aplicativo *web* que permite ao usuário obter dados sobre a radiação solar e a produção de energia fotovoltaica na Europa, África, América e Ásia. É totalmente gratuito, sem restrições sobre como os resultados podem ser utilizados e sem necessidade de registo (PVGis, 2020).

Depois de se escolher o local no mapa deve-se inserir:

- O banco de dados de radiação solar: os dados de radiação solar usados no PVGis são calculados a partir de dados de satélite. Desta forma, tem-se dados para qualquer local geográfico do planeta.
- A potência de pico instalada (Wp): esta é a potência de pico dos painéis fotovoltaicos, ou seja, a potência que o painel pode produzir sob condições de teste padrão, a 25°C de temperatura nas células e 1000 W/m² de radiação incidente sobre o módulo.
- A capacidade da bateria (Wh): é o tamanho ou a capacidade de energia, da bateria usada num sistema FV autónomo. Deve ser a capacidade nominal da bateria totalmente carregada até totalmente descarregada, mesmo que o sistema esteja configurado para desconectar a bateria antes da sua descarga completa.
- O limite de corte de descarga (%): as baterias degradam-se muito facilmente se se descarregarem por completo. Portanto, é imposto um ponto de corte, para que a carga da bateria não fique abaixo de uma certa percentagem da carga total.
- O consumo diário (Wh): é o consumo de energia de todos os equipamentos elétricos conectados ao sistema durante um período de 24 horas. O consumo de energia varia durante o dia, mas assume-se um padrão de consumo repetitivo todos os dias. O PVGis usa por defeito um padrão de consumo de energia específico, onde a maior parte da energia é consumida após o pôr do sol.

É mais complicado calcular o desempenho de sistemas FV autónomos do que estimar a produção de energia em sistemas ligados à rede. Os sistemas ligados à rede enviam a energia não consumida para a rede, que atua como uma bateria infinitamente grande. Nos sistemas FV autónomos, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico não pode ser transportada para “longe”, logo deve ser consumida ou armazenada em baterias. Isso dificulta a estimativa de produção de energia fotovoltaica, pois depende do consumo de energia e de quando a energia é consumida. Se sobrar muita energia quando as necessidades de consumo forem atendidas, a bateria ficará cheia e a energia fotovoltaica terá de diminuir. Se a produção fotovoltaica for muito baixa, a bateria poderá ficar vazia e não será fornecida energia suficiente (PVGis, 2020).

O PVGIS calcula a produção de energia FV, levando em consideração a radiação solar a cada hora durante um período de vários anos. O cálculo é feito pelos seguintes passos:

- Para cada hora, é calculada a radiação solar nos módulos e a produção de energia fotovoltaica;
- Se a produção de energia for maior que o consumo, armazena-se o restante nas baterias;
- Se a produção de energia for menor que o consumo, obtém-se a energia que falta à bateria;
- Se a bateria ficar totalmente cheia, calcula-se a energia “desperdiçada”, visto que não pode ser consumida nem armazenada;
- Se a bateria ficar vazia, calcula-se a energia que falta e adiciona-se o dia à contagem de dias em que o sistema ficou sem energia.

2.7 Funcionamento do autoconsumo numa UPAC

2.7.1 Enquadramento Nacional do Autoconsumo

A produção em autoconsumo consiste na atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do próprio produtor. A produção de energia para autoconsumo está na legislação portuguesa há bastante tempo, segundo o **decreto-lei nº189/88** de 27 de maio de 1988, onde é regulada a atividade de produção para autoconsumo com recurso a fontes de energia renováveis.

O avanço da tecnologia associada à conversão fotovoltaica implica uma adaptação por parte do país, por forma a acompanhar os avanços, resultando em diversas alterações na legislação portuguesa. Ao surgir o **decreto-lei nº313/95** de 24 de novembro de 1995, estabeleceu-se a possibilidade da atividade de produção fotovoltaica por parte de diferentes entidades, sejam elas entidades singulares, coletivas, públicas ou ainda privadas. Mais recentemente, com o **decreto-lei nº34/2011**, de 8 de março de 2011, prevê-se que determinada entidade, que detenha um contrato de fornecimento de eletricidade com consumos relevantes na sua instalação, pode exercer a atividade, com recurso à instalação de uma unidade de mini produção no mesmo local servido por essa mesma entidade.

2.7.2 Legislação Atual

A atual legislação para o autoconsumo baseia-se no **decreto-lei nº153/2014** de 20 de outubro. Esse decreto-lei estabelece a existência de entidades cujas funções estão especificadas.

Assim sendo, a atual legislação define que:

- Comercializador: “A entidade titular de um registo de comercialização de eletricidade em mercado ou qualquer outro operador legalmente autorizado a fornecer eletricidade”.

- Entidade instaladora: “A entidade titular de alvará emitido pelo Instituto dos Mercados Públicos, Imobiliário e da Construção, para a execução a título individual de instalações elétricas quando estas tenham uma potência de 50 kVa, nos termos da legislação que aprova os requisitos de acesso e exercício da atividade das entidades e profissionais responsáveis pelas instalações elétricas”.
- Produtor: “A entidade titular de um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma UP, nos termos do presente decreto-lei”.

Neste decreto-lei são, ainda, definidos outros aspetos importantes. Define-se como energia consumida, aquela que é utilizada na instalação elétrica, seja ela proveniente da unidade de autoconsumo (UPAC) ou da rede elétrica de serviço público (RESP).

Segundo o **decreto-lei nº153/2014**, define-se potência instalada como sendo a potência ativa e aparente dos aparelhos de produção de eletricidade com unidades dadas em kW ou kVA. Por outro lado, a potência de ligação, em instalações com inversor, é aquela potência nominal que se encontra à saída desses mesmos aparelhos. O produtor pode ou não injetar essa potência na rede elétrica (RESP).

Para a instalação de uma unidade de autoconsumo, a entidade interessada precisa de cumprir determinados requisitos, tais como:

- Caso a instalação de utilização de energia elétrica esteja ligada à rede, a entidade deverá ser titular do contrato de fornecimento de energia que foi celebrado com o seu comercializador de eletricidade;
- A potência de ligação da unidade de produção fotovoltaica deverá ser menor ou igual a 100% da potência contratada;
- A potência instalada na unidade de produção de autoconsumo (UPAC) não pode ser duas vezes superior à potência de ligação;
- Caso a UPAC esteja ligada à rede elétrica, o promotor deverá proceder à averiguação das condições técnicas de ligação no local onde quer instalar a unidade.

É definido que, SERUP, é o Sistema Eletrónico de Registo da Unidade de Produção. Constitui uma plataforma eletrónica de interação entre a Administração Pública, os promotores, os produtores e demais intervenientes no processo de registo e nas transformações do registo, acessível através do portal eletrónico disponibilizado para o efeito.

Segundo o presente decreto-lei, “é permitida a pluralidade de registo de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP em nome do mesmo produtor”.

Para se proceder ao registo das unidades de produção com potência instalada maior que 1,5 kW, é necessário o respetivo pedido no SERUP, concluindo-se o procedimento com a aceitação do pedido. O registo da UP torna-se definitivo com a emissão do certificado de exploração.

Em termos de procedimentos para a instalação da UP, esta deve ser obrigatoriamente executada por entidades de instalações elétricas particulares ou técnicos devidamente aptos para tal. Os equipamentos de instalação devem estar certificados pelo organismo acreditado nos termos do Regulamento nº765/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de julho de 2009, para a certificação em causa. Aquando da instalação, a entidade instaladora deve verificar se os equipamentos estão ou não certificados segundo os termos de Regulamento especificados.

Especificando para o caso das Unidades de Produção para o Autoconsumo (UPAC), a tabela 1 destaca os tópicos mais importantes e que são regidos pelo **decreto-lei nº153/2014**.

A Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) de fonte renovável injeta a energia produzida preferencialmente na instalação de consumo. É usada como forma de satisfazer as necessidades de consumo, sendo a energia elétrica produzida pelo sistema, injetada instantaneamente na instalação de consumo. Como já dito, o excedente pode ou não ser injetado na RESP. Contudo, caso o consumidor não pretenda injetar excedentes, precisa de um aparelho que limite a injeção de potência. No caso de a UPAC produzir, anualmente, mais do que o consumo no local de produção, o excedente só será remunerado se o produtor tiver na sua posse o certificado de exploração (sistemas com potências instaladas superiores a 1,5 kWp). A remuneração da energia proveniente das UP para autoconsumo calculada segundo o **decreto-lei nº153/2014** é de 0,05 €/kWh. Note-se que é necessário o pagamento de uma taxa de registo (potências superiores a 1,5 kWp) junto do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP).

Tabela 1 - Resumo da legislação sobre o Autoconsumo

Autoconsumo (UPAC)	
	1. Produção de energia por fontes renováveis com ou sem ligação à rede (RESP);
	2. A injeção de energia é feita preferencialmente nas instalações de consumo, podendo, no entanto, os excedentes serem injetados na RESP;
	3. Potência de ligação $\leq$ Potência contratada;
	4. A instalação da UPAC dá-se no mesmo local servido para instalação de utilização;
	5. A UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW, ligada à RESP, está sujeita ao pagamento de uma compensação mensal nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração;
	6. É obrigatória a contagem de eletricidade produzida e injetada, se for esse o caso (para UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 1,5 kW).

2.8 Viabilidade Financeira

Nestes tipos de projetos, é crucial fazer-se uma avaliação do projeto em termos de viabilidade financeira. Desta forma, antes de qualquer aplicação, é importante introduzir o

conceito de taxa de atualização, a . Esta taxa está associada ao processo de atualização, um processo aritmético que permite converter um valor referido a uma data para um valor equivalente de outra data, dado que o valor monetário não é constante ao longo do tempo. Assim, a taxa de atualização está também associada à rentabilidade mínima que um investigador exige para determinado projeto (Mota, Barroso, Nunes, & Ferreira, 2012). A taxa de atualização utilizada é de 5,5%, de acordo com um inquérito feito realizado em 2019 em vários países. O valor escolhido é referente a Espanha, visto tratar-se de um país com maior proximidade, quer geograficamente quer economicamente, de Portugal (Freyman & Tran, 2019).

Para o cálculo do prazo de retorno do investimento, foram calculadas as faturas anuais com e sem o sistema fotovoltaico. As equações 8 e 9 foram utilizadas para esta análise.

$$Fatura\ção\ S/FV = Consumo_{elétrico} \times tarifa \quad (8)$$

$$Fatura\ção\ C/FV = (Consumo_{elétrico} - Produção\ FV) \times tarifa \quad (9)$$

Onde:

- *Faturação S/FV* corresponde à fatura elétrica anual sem produção fotovoltaica (€);
- *Faturação C/FV* corresponde à fatura elétrica anual com produção fotovoltaica (€);
- *Consumo_{elétrico}* é a energia consumida anualmente (kWh);
- *Produção FV* é a produção anual de energia fotovoltaica (kWh);
- *Tarifa* é o valor do custo da eletricidade (€).

Através dos valores obtidos, é possível calcular a poupança anual, descrita na equação 10.

$$Poupança\ anual = Fatura\ção\ S/FV - Fatura\ção\ C/FV \quad (10)$$

Assim sendo é, então, possível caracterizar economicamente os projetos. Para tal, utilizam-se indicadores de avaliação de investimento: Valor Atual Líquido (VAL) e Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) (Mota et al., 2012).

O VAL é determinado pela diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, ou seja, pelos *cash-flow*, devidamente atualizados durante o período de análise do projeto, que é calculado a partir da equação 11.

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+a)^i} \quad (8)$$

Sendo que, CF_i corresponde ao *cash-flow* do ano i e a é a taxa de atualização utilizada que neste caso é 5,5%.

Um VAL positivo é um sinal de viabilidade económica, ou seja, os resultados conseguidos conseguem cobrir o investimento inicial, gerar um excedente financeiro e assegurar a remuneração mínima exigida pelo investidor (representado pela taxa de atualização). Um VAL nulo significa a completa recuperação do investimento inicial, mas não mais que isso, sendo a rentabilidade do projeto dúbia. Já um VAL negativo indica a inviabilidade económica do projeto. O cálculo do VAL foi feito através da função **VAL (taxa;valor1;valor2;...)** do MsE, utilizando-se os valores do *cash-flow*.

A TIR representa a taxa de atualização que anula o VAL. Desta forma, caso se obtenha uma TIR superior à taxa de atualização, significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que o projeto deverá ser economicamente viável.

O cálculo da TIR foi feito através da função **TIR (valor1;valor2;...;estimativa)** do MsE, utilizando-se mais uma vez, os valores referentes ao *cash-flow*.

Foi, ainda, calculado de forma simples o Período de Retorno de Investimento – *Payback-time*. Este indica o período que decorre até que o investimento seja totalmente recuperado e haja geração de retorno. Para esta análise, o *payback-time* foi calculado tendo em conta os valores de *cash-flow* atualizados, recorrendo à função **CONTAR.SE (valor1;valor2,"<=0")** (Mota et al., 2012).

3 O sistema fotovoltaico de estudo

3.1 Apresentação

O local escolhido para a implementação do sistema fotovoltaico é na cobertura do departamento de Engenharia Mecânica. O referido edifício encontra-se localizado na cidade do Porto, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. As suas coordenadas geográficas têm um valor de $41^{\circ} 9' 9,28''$ N em relação à latitude e de $8^{\circ} 36' 55,48''$ W em relação à longitude. A sua altitude em relação ao nível das águas do mar é de 124 m.

Os painéis vão ser colocados na cobertura do departamento, podendo ser 4 instalados no *test lab* com uma inclinação de 35° e os outros 4 colocados no solo, com a mesma inclinação, ambos orientados a sul. No anexo A está apresentado o layout da cobertura.

Na Figura 16 e na Figura 17 apresentam-se duas fotografias da cobertura onde serão colocados os módulos fotovoltaicos.



Figura 16 - Fotografia da cobertura do Departamento de Mecânica.



Figura 17 - Fotografia do *test lab* na cobertura do Departamento de Mecânica.

Na Figura 18 está apresentada uma fotografia do local através do programa Google Earth e na Figura 19 estão representados os componentes do sistema a implementar, ou seja, os painéis FV, que têm como função converter a energia do sol em energia elétrica, o controlador que tem como objetivo proteger as baterias contra cargas e descargas, o inversor que converte o sinal elétrico CC proveniente dos painéis FV num sinal CA e a bateria que tem a capacidade de converter a energia química em energia elétrica.

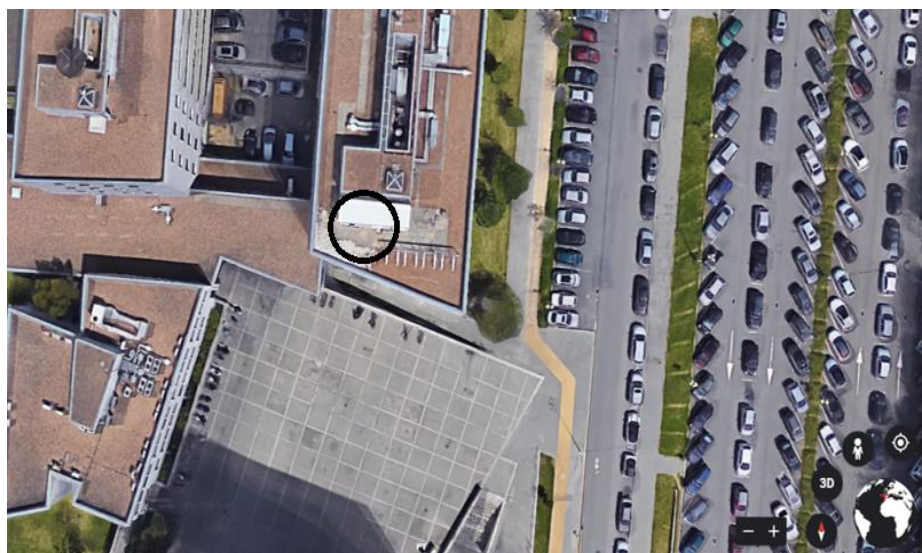


Figura 18 - Fotografia do local através do Google Earth.

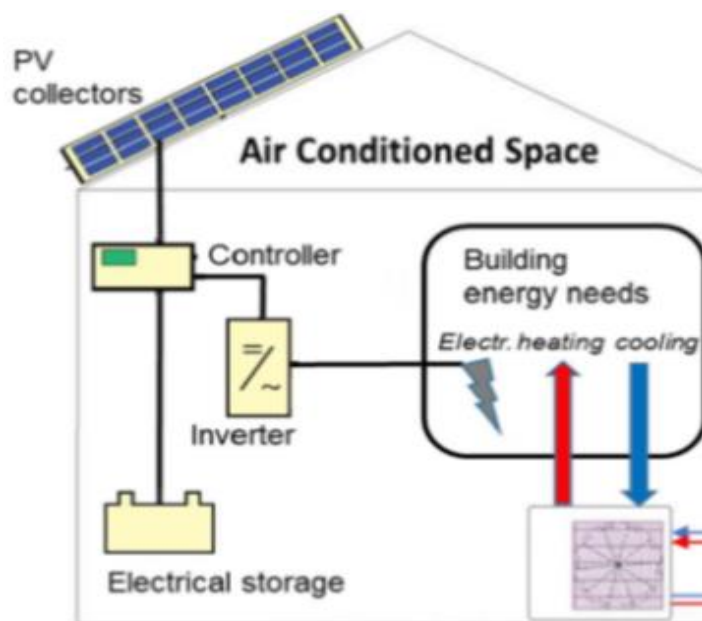


Figura 19 - Componentes do sistema FV.

3.2 Caracterização do sistema fotovoltaico

3.2.1 Módulos instalados

Este sistema fotovoltaico tem uma capacidade instalada de 2120 W de potência distribuída por uma *string* com 8 painéis ligados em série. O modelo instalado é constituído por células de silício monocristalino e é fabricado pela marca Onyx Solar. Este modelo apresenta a denominação Onyx 04TA_-16410989, com uma dimensão de 1641 mm de comprimento e 989 mm de largura. Todos os módulos têm 60 células fotovoltaicas de 15,24 cm cada, protegidas por um vidro com elevada transmissibilidade energética de 4 mm de espessura.

Este modelo apresenta coeficientes de correção de temperatura baixos, permitindo a obtenção de potências elevadas a altas temperaturas. Na Tabela 2 apresenta-se o resumo das propriedades elétricas do modelo segundo as condições STC (*Standard Test Conditions*).

Tabela 2 - Propriedades elétricas dos módulos

STC	Unidades	Onyx 04TA_-16410989
Área Superficial	[m ²]	1,620
Potência Nominal	[Wp]	265,0
Eficiência do Módulo	[%]	16,35
Tensão de Circuito Aberto	[V]	38,00
Corrente de Curto-Circuito	[A]	8,930
Tensão na Potência Máxima	[V]	32,00
Corrente na Potência Máxima	[A]	8,390
Tolerância de Potência	[%]	±3,000
Coeficiente de Temperatura da Potência Nominal	[%/°C]	-0,490
Coeficiente de Temperatura da Tensão de Circuito Aberto	[%/°C]	-0,350
Coeficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito	[%/°C]	0,045

STC (Irradiação: 1000W/m²; Am: 1,5; Temperatura Células: 25°C)

No anexo B apresentam-se as fichas técnicas com as restantes características e informações dos módulos.

3.2.2 Tipologia e Características do Sistema

Existe uma totalidade de 8 módulos ligados em série, representados numa única *string*. A tipologia deste sistema fotovoltaico é do tipo Inversores de *string*, ou seja, uma *string* de módulos tem o seu inversor associado, que irá converter a corrente contínua em corrente alternada. Em relação ao inversor, o PVsyst inclui um banco de dados detalhado, no qual um inversor genérico foi escolhido. Neste sistema não existe qualquer tipo de conversores CC-CC que anteceda os inversores CC-CA. Na Tabela 3 apresenta-se as características do inversor, juntamente com o MPPT.

Tabela 3 - Características elétricas no inversor

	Unidades	Inversor universal
Input (CC)		
Potência Máxima CC	[W]	1700
Tensão Máxima CC	[V]	352,0
Intervalo de Tensão MPP	[V]	177 – 289
Corrente Máxima	[A]	35,30
Output (CA)		
Potência Nominal CA	[W]	1696
Tensão Nominal CA	[V]	230,0
Corrente Máxima	[A]	16,35
Eficiência	[%]	97,00

Em relação à bateria, a que se vai usar na presente dissertação será a bateria de fluxo regenerativo, nomeadamente a bateria redox de vanádio, capaz de fornecer 1 kW de potência e 10 kWh de capacidade. Na Tabela 4 apresentam-se as características da bateria.

Tabela 4 - Características elétricas da bateria

	Unidades	Valores
Bateria		
Energia total	[kWh]	9,80
Energia utilizável	[kWh]	8,80
Capacidade	[Ah]	208
Voltagem	[V]	48,0
Peso	[kg]	75,0

3.2.3 Simulação do diagrama de carga

Este diagrama de consumos vai ser criado em relação aos consumos dos vários aparelhos em funcionamento numa habitação normal. A ideologia por detrás deste diagrama advém do projeto POLYSOL. É feito um consumo diário de 9 kWh, constante durante o ano. Para se calcular a potência total dos equipamentos, terá que se fazer a soma de todos, dando um valor de 1980 W. São introduzidos os consumos de cada aparelho que se estima que estejam em uso em cada momento do dia, através do *software* PVSyst. Este método de importação de dados resulta nos seguintes resultados, apresentados na Tabela 5 e na Figura 20.

Tabela 5 - Cargas diárias para um dia do ano (PVSyst)

Aparelho	Quantidade	Potência [W]	Nº de horas diárias	Carga diária [Wh]
Iluminação	4	40	4	160
TV/Computadores	3	300	5	1500
Aparelhos domésticos	1	500	4	2000
Máquina de lavar/secar	1	1000	2	2000
Ventilação	1	100	24	2400
Frigorífico/Arca	1	34	24	799
Stand-by		6	24	144
Total		1980		9003

O diagrama mensal, Figura 21, apresenta variações entre épocas muito pouco notáveis, existindo uma uniformidade no consumo. A potência total dos equipamentos é de 1980 W e a energia anual consumida é de 3286 kWh.

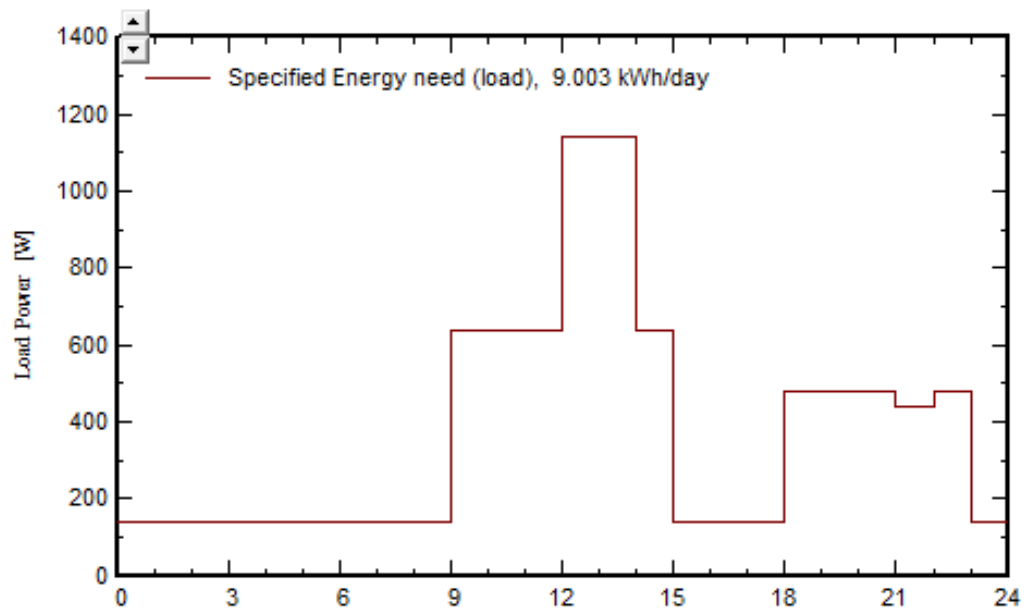


Figura 20 - Diagrama de consumos para um dia médio do ano (PVSyst).

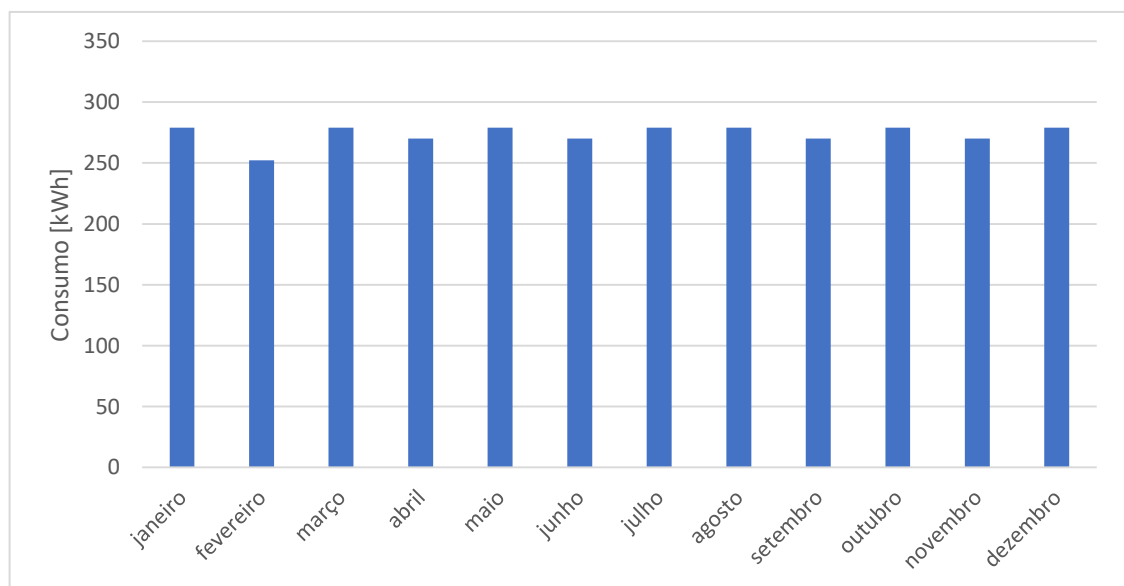


Figura 21 - Diagrama dos consumos mensais (PVSyst).

4 Estimativas

4.1 Dados do Software PVSyst

Primeiramente, na primeira página da interface do modelo foi necessário introduzir a localização da instalação, assim como os dados meteorológicos do local. Estes dados poderiam ser provenientes da base de dados interna do *software* ou de uma fonte de dados meteorológicos externa. Neste caso, foi escolhida uma base de dados externa, sendo recolhidos registos meteorológicos do *software* Meteonorm. Na Figura 22 tal apresenta-se uma imagem da interface.

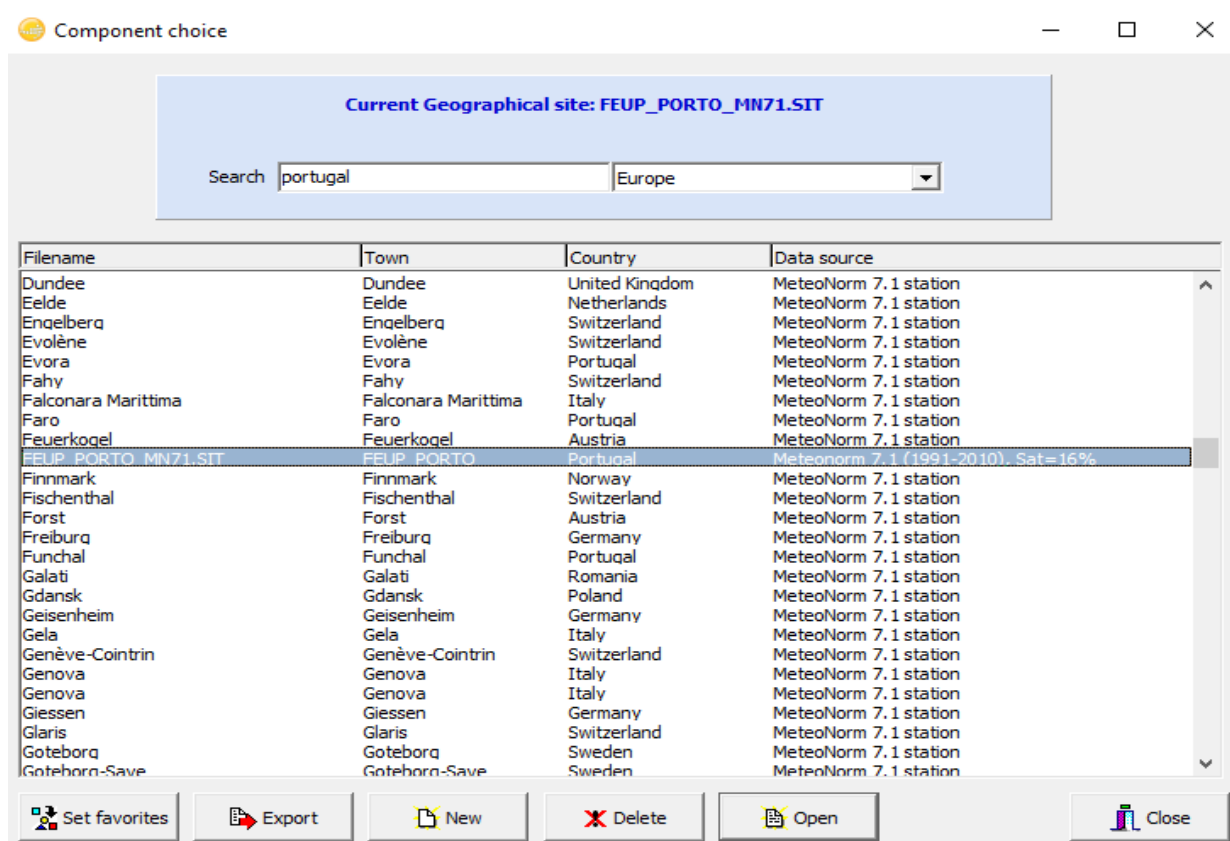


Figura 22 - Interface de inserção dos dados climáticos (PVSyst).

Posteriormente à inserção destes dados, foram inseridos os dados relativos às características da instalação, como o azimute e a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Apresenta-se na Figura 23, a imagem com um ângulo de inclinação de 35° e o *transposition factor* que é a razão entre a irradiação incidente (1882 kWh/m^2) e a irradiação horizontal ($1592,1 \text{ kWh/m}^2$), tendo um valor de 1,18.

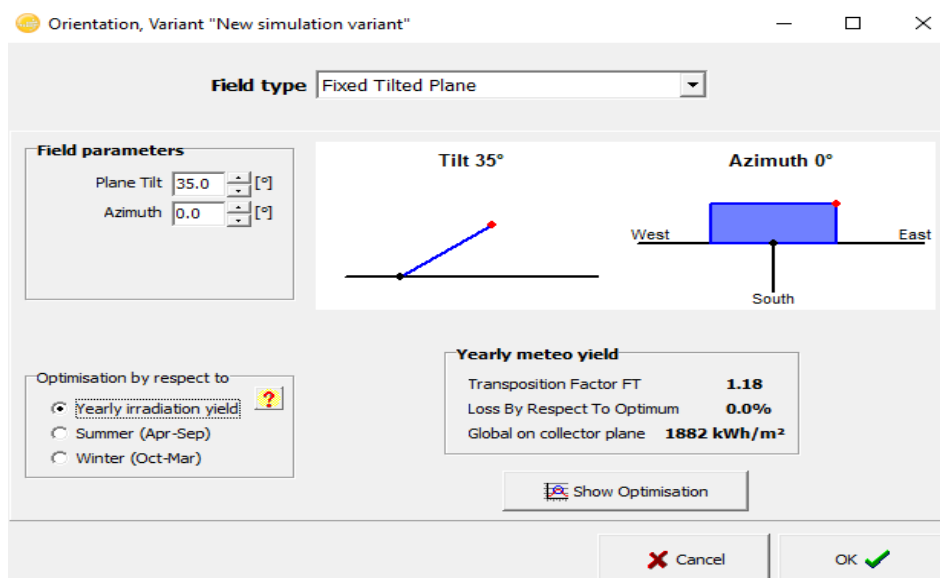


Figura 23 - Interface de inserção das características da instalação (PVSyst).

De seguida, foram inseridas as características relativas aos equipamentos da instalação, ou seja, foram inseridas as características relativas aos módulos fotovoltaicos e ao inversor. De acordo com a escolha, o *software* faz o cálculo automático do inversor, como já foi referido anteriormente. Na Tabela 6 apresenta-se a inserção destas características.

No *software* PVSyst, os parâmetros de perdas são configurados com valores de padrão razoáveis. De um modo geral, as perdas de um sistema FV podem ser definidas como todos os eventos que penalizam a energia de saída em relação à potência nominal dos módulos fotovoltaicos, conforme citado pelo fabricante para as condições de STC. Esta é a filosofia estabelecida pelas recomendações do *JRC/Ispira European Center*. Várias dessas fontes de perdas não são diretamente mensuráveis (Woyte et al., 2013).

Começando com a irradiação incidente no plano dos módulos (depois de serem considerados os efeitos de sombreamento), pode-se assumir que um sistema FV ideal deve produzir 1 kW/kWp sob uma irradiação incidente de 1 kW. Ou seja, assumindo uma resposta linear de acordo com a irradiação incidente, o sistema FV produzirá 1 kWh de energia sob 1 kWh de irradiação incidente, para cada kWp instalado. Este rendimento ideal é diminuído pelas seguintes perdas, que se apresentam na Tabela 7.

Tabela 6 - Inserção da configuração do sistema (PVSyst)

	Unidades	Valores
Potência Nominal	[Wp]	265,0
Tolerância	[%]	3,000
Especificações do Fabricante		
Condições de Referência	[W/m ²]	1000
Corrente de Curto Circuito	[A]	8,930
Corrente na Potência Nominal	[A]	8,390
Temperatura de Referência	[°C]	25,00
Tensão de Circuito Aberto	[V]	38,00
Tensão na Potência Nominal	[V]	32,00
Número de células	-	60,00
Módulo		
Comprimento	[mm]	1641
Largura	[mm]	989,0
Espessura	[mm]	52,00
Peso	[kg]	23,50
Área do Módulo	[m ²]	1,623

Tabela 7 - Inserção das perdas do sistema (PVSyst)

	Unidades	Valores
Fator global do efeito de incidência	[%]	2,8
Perdas devido ao nível de irradiação	[%]	1,0
Perdas devido à temperatura nos módulos	[%]	9,2
Perdas de incompatibilidade	[%]	1,1
Perdas nos cabos	[%]	0,7
Perdas de energia não utilizada (bateria cheia)	[%]	9,9
Perdas do inversor durante a operação	[%]	6,4
Balanço de energia armazenado na bateria	[%]	0,1
Perdas de eficiência da bateria	[%]	4,7
Perdas de eficiência de corrente de carga/descarga	[%]	1,4

4.2 Dados do Software PVGIS

Tal como foi dito anteriormente, este *software* é mais simples que o PVSyst. Primeiramente, indicou-se a localização do sistema FV, a capacidade instalada (P_{CC}), a capacidade da bateria [Wh], o limite de descarga da bateria [%], o consumo de energia diário [Wh], o ângulo de inclinação e a orientação dos painéis. Na Tabela 8 apresenta-se a inserção destas características.

Tabela 8 - Inserção das características de instalação (PVGis)

	Unidades	Valores
Potência de pico instalada	[Wp]	2120,0
Capacidade da bateria	[Wh]	10.000
Limite de descarga da bateria	[%]	20,000
Consumo por dia	[Wh]	9000,0
Inclinação	[°]	35,000
Azimute	[°]	0,0000

4.3 Interface do Software SCE.ER

O *software* SCE.ER é de descarregamento e utilização livres. No entanto, funciona sobre a plataforma “Microsoft EXCEL”. Primeiramente, indicou-se a localização do sistema FV, que se apresenta na Tabela 9 e as características elétricas do módulo, que se apresentam na Tabela 10.

Tabela 9 - inserção das características de localização (SCE.ER)

Município	Porto
Local	FEUP
Albedo	20 %
Altitude	124 m

Tabela 10 - Inserção das características elétricas do módulo (SCE.ER)

Marca e Modelo		ONYX SOLAR 04TA - 16410989
Material		Silício Monocristalino
Parâmetros técnicos		
Nº de células		60,000
V_{oc}	[V]	38,000
I_{sc}	[A]	8,9300
V_{mpp}	[V]	32,000
I_{mpp}	[A]	8,3900
Coeficiente de temp. da P_{mpp}	[%/°C]	-0,4900
Coeficiente de temp. da V_{oc}	[%/°C]	-0,3500
Coeficiente de temp. da I_{sc}	[%/°C]	+0,0450

Posteriormente, indicou-se as restantes características, onde se pode observar na Tabela 11, como por exemplo, a capacidade instalada (P_{CC}), a capacidade da bateria [kWh], o ângulo de inclinação e a orientação dos painéis.

Tabela 11 - Inserção das características da instalação (SCE.ER)

Sistema instalado	Porto, Grande Porto
Módulos fotovoltaicos	8 (265 W)
String	1
Potência Nominal	2,12 kW (13 m ²)
Azimute	0°
Inclinação	35°
Tempo diurno gasto em resolução de avarias e manutenção	6 horas/ano
Modo de exploração do sistema	Autoconsumo
Capacidade da bateria	10 kWh

5 Resultados das Simulações

5.1 Resultados com as simulações do PVSyst

Após a realização das simulações, para a inclinação de 35° foi possível obter os gráficos do valor da energia solar incidente no plano dos módulos (E_{inc}), Figura 24, assim como as estimativas de produção mensal do sistema fotovoltaico (E_{CA}), que se apresenta na Figura 25.

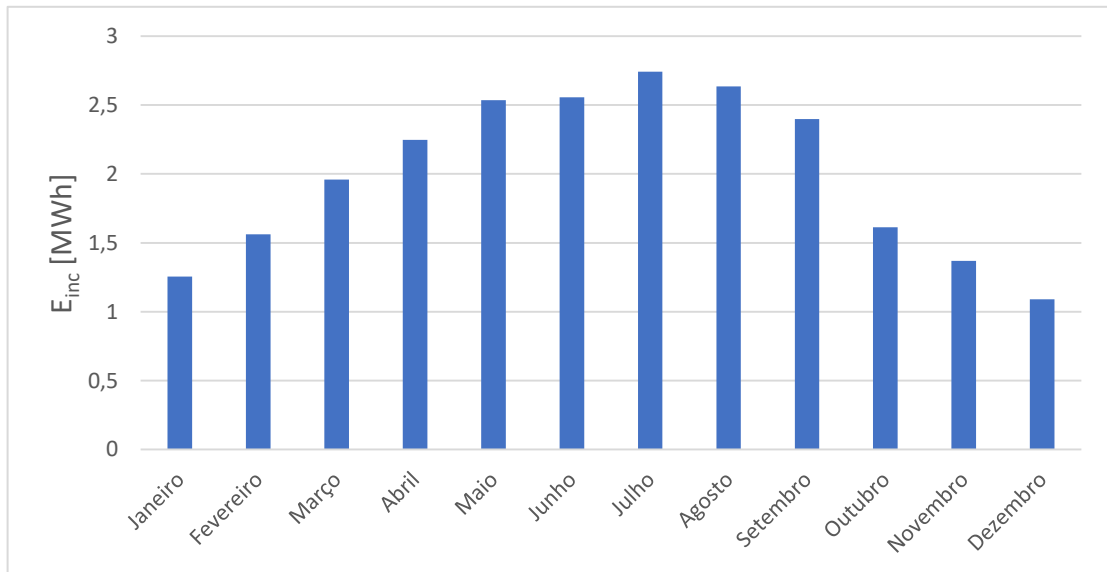


Figura 24 - Energia solar incidente no plano dos módulos (PVSyst).

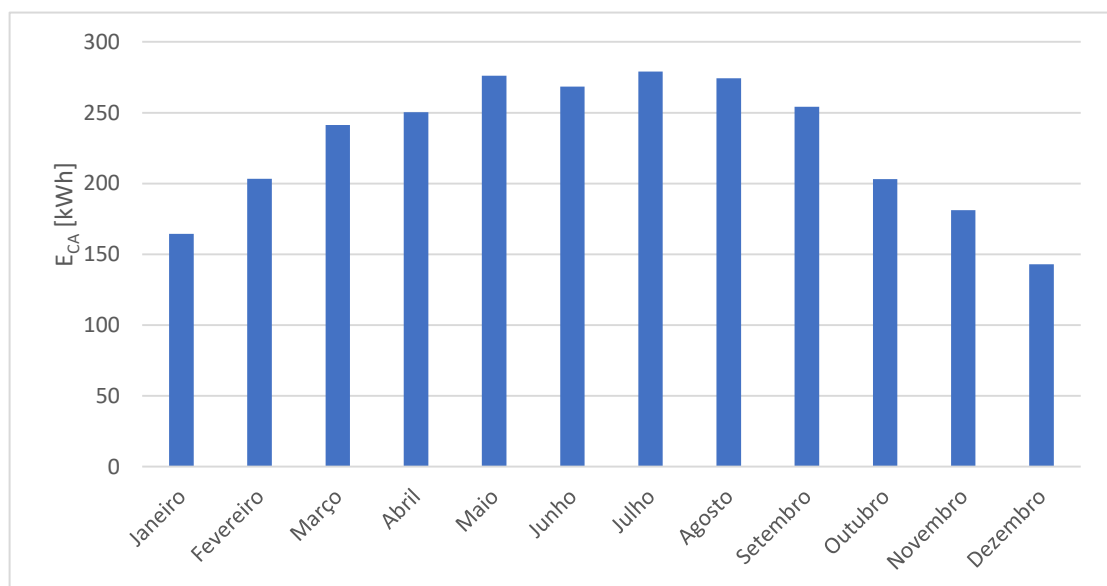


Figura 25 - Estimativas da produção mensal do sistema FV (PVSyst).

A partir dos resultados alcançados e demonstrados na Figura 24 e na Figura 25, onde se obteve uma produção anual de 2,74 MWh e uma quantidade de energia solar incidente na superfície dos módulos de 23,97 MWh, respectivamente, verifica-se que a razão entre os valores se aproxima do valor do rendimento dos módulos fotovoltaicos, obtendo-se um rendimento de 11,43% que é abaixo do valor do rendimento dos módulos nas condições STC (16,55%). A diferença entre estes valores deve-se, por exemplo a perdas devido à temperatura nos módulos ou a perdas de energia não utilizada (bateria cheia). O relatório obtido no programa de simulação encontra-se no anexo C.

Foram também realizadas análises paramétricas à variação do ângulo de inclinação dos módulos. Os gráficos encontram-se representados na Figura 26 e na Figura 27.

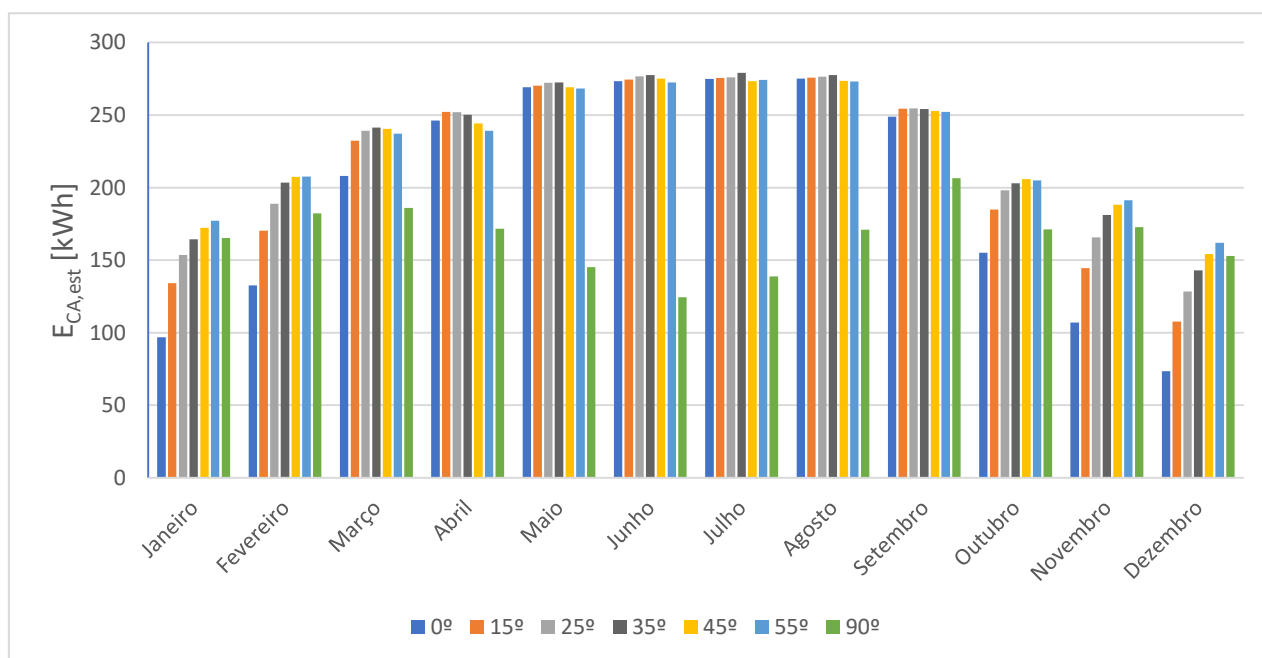


Figura 26 - Análise mensal obtida aos ângulos de inclinação (PVSyst).

Relativamente à Figura 26, é possível observar que nos meses de inverno quanto maior a inclinação, maior a produção, prevalecendo o ângulo de 55°. Acontecendo o oposto no verão, ou seja, quanto menor a inclinação dos módulos fotovoltaicos, maior será a produção. Nos meses de novembro a fevereiro, as inclinações de 55° e 45° são as que fazem com que haja uma maior produção. Já nos meses de junho, julho e agosto, as inclinações que fazem com que haja uma maior produção são as de 0°, 15°, 25° e 35°, tendo um todas elas um valor de produção bastante semelhante. No mês de julho, essas mesmas inclinações, foram as que contribuíram para a produção máxima, com um valor de 279,1 kWh.

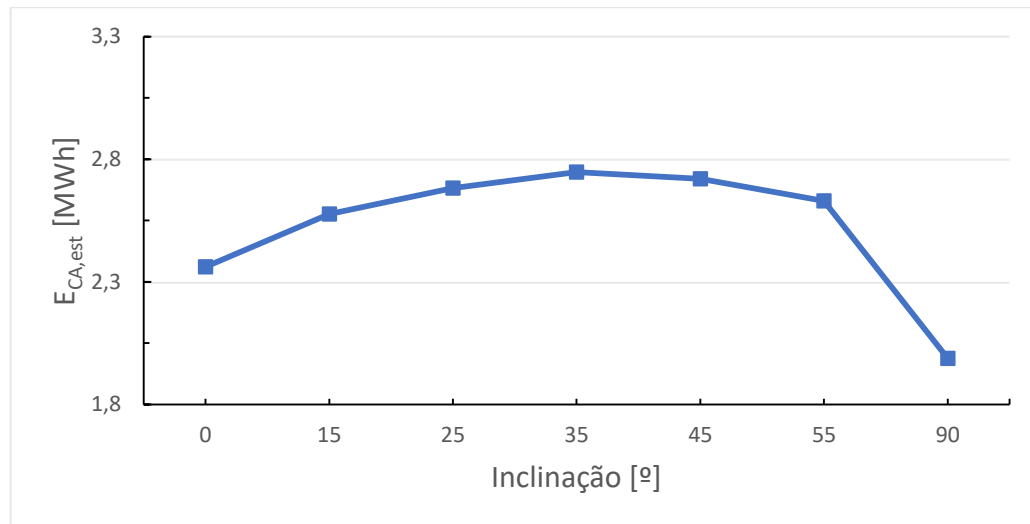


Figura 27 - Produção anual estimada em função do ângulo de inclinação (PVSyst).

Em relação à Figura 27, numa análise global da produção anual do sistema fotovoltaico, comprovou-se que o ângulo de inclinação de 35° seria o ângulo ótimo, ou seja, aquele que potenciará a geração da máxima produção anual de eletricidade (2,74 MWh).

Foram também determinados pelo *software* diversos fatores de desempenho, tais como, a produtividade (Y), que se encontra na Tabela 12 e o Rácio de Desempenho (PR) e o Fator de Capacidade (CF), que se encontram na Tabela 13.

Tabela 12 - Valores da Produtividade (Y) do Sistema FV (PVSyst)

	Unidades	Valor
Produção Anual (E_{CC})	[kWh]	3225
Capacidade Instalada (P_{CC})	[kWp]	2,120
Produtividade (Y)	[kWh/kWp]	1521

Tabela 13 - Valores do Rácio de Desempenho (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do Sistema FV (PVSyst)

	Unidades	Valor
Produção Anual (E_{CA})	[kWh]	2739,0
Irradiação Incidente (I_{inc})	[kWh/m ²]	1843,5
Área dos coletores (A_{col})	[m ²]	13,000
Capacidade Instalada (P_{CC})	[kWp]	2,1200
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	70,080
Fator de Capacidade (CF)	[%]	17,300

5.2 Resultados com as simulações do PVGIS

No que diz respeito à estimativa da produção e de energia incidente do sistema FV, apresenta-se na Figura 28 os valores de energia solar incidente no plano dos módulos, para a área total do Sistema FV. Na Figura 29 apresenta-se os valores das produções médias mensais, tendo-se estimado uma produção anual de 2,65 MWh.

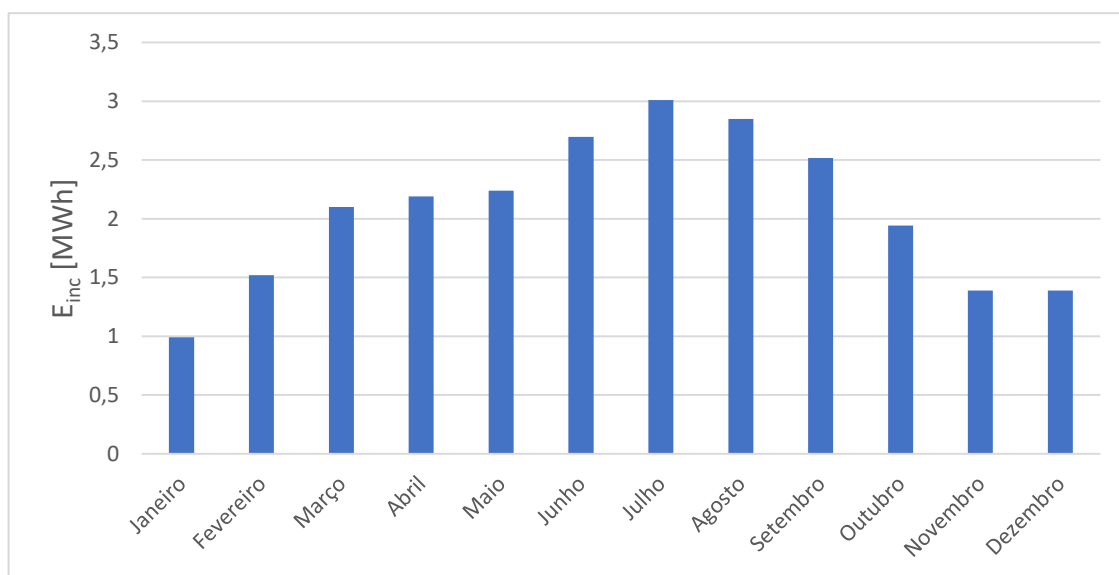


Figura 28 - Energia solar incidente no plano dos módulos (PVGis).

Tal como realizado para o caso da simulação com o *software* PVSyst, ao analisar-se o rácio entre o valor da produção anual de energia (E_{CA}), 2,65 MWh e a quantidade de energia solar anual incidente no plano dos módulos (E_{inc}), 24,83 MWh, verifica-se que se obtém um valor de 10,67%, o que mais uma vez é um pouco distante do valor da eficiência dos módulos e na qual a diferença entre ambos se deve a perdas de energia não utilizada (bateria cheia) no

verão e provavelmente a perdas de falta de energia (bateria vazia) no inverno. O relatório obtido no programa de simulação encontra-se no anexo D.

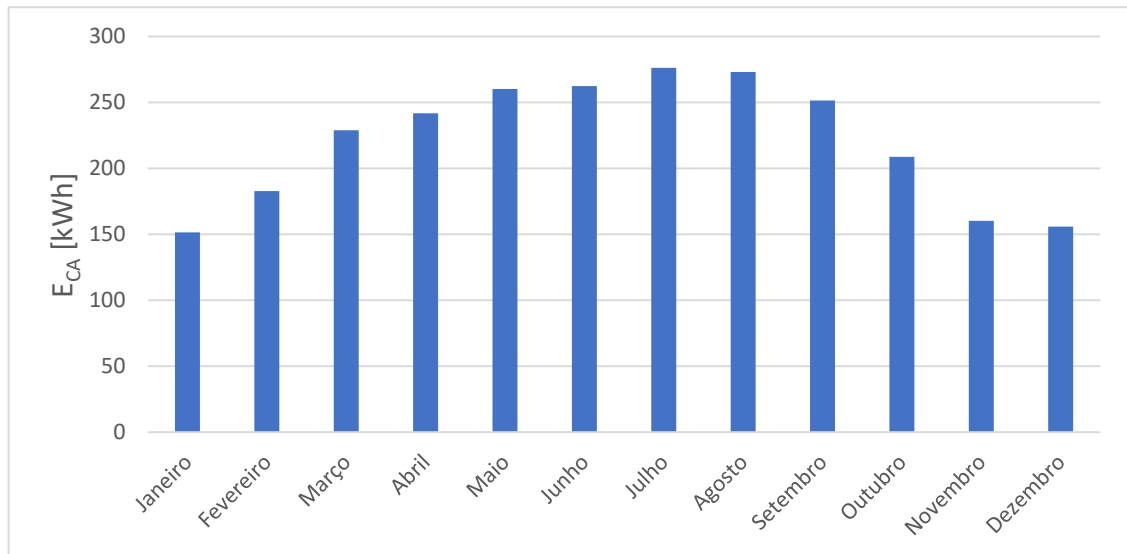


Figura 29 - Estimativas da produção mensal do sistema FV (PVGis).

Posteriormente, realizaram-se análises paramétricas à variação do ângulo de inclinação dos módulos. Os gráficos encontram-se representados na Figura 30 e na Figura 31.

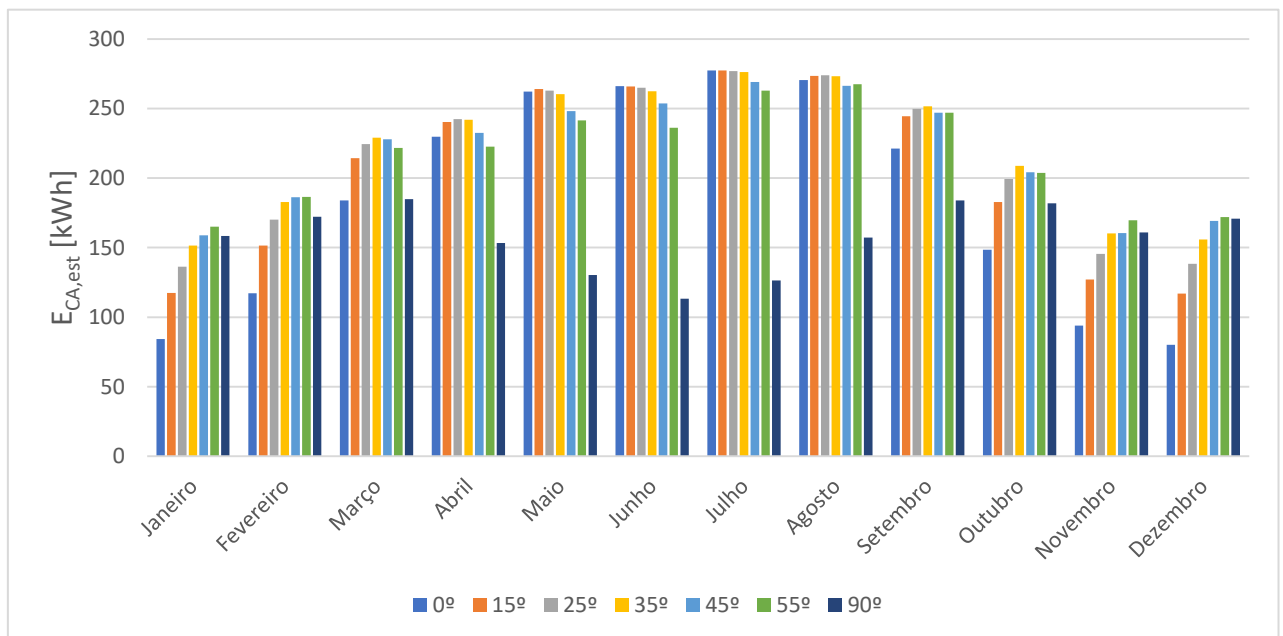


Figura 30 - Análise mensal obtida aos ângulos de inclinação (PVGis).

Na Figura 30, é possível observar que, nos meses de maio, junho, julho e agosto, os valores de produção se mantêm constantes nas inclinações de menor grau, sendo também, com estas inclinações onde existe maior produção. Nos meses de dezembro e janeiro, as inclinações que proporcionam uma maior produção são as de 55° e de 90°.

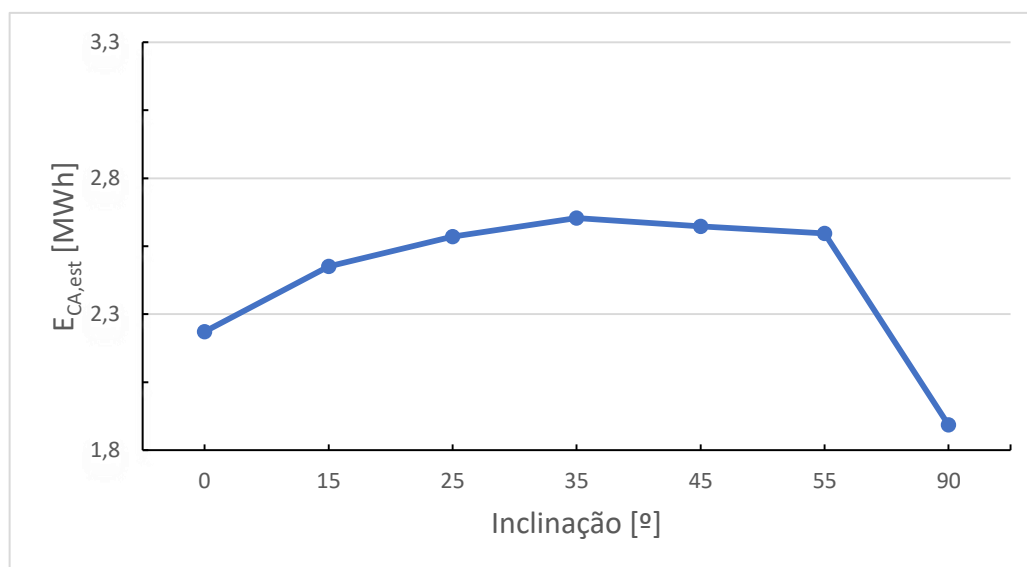


Figura 31 - Produção anual estimada em função do ângulo de inclinação (PVGis).

Em relação à Figura 31, numa análise global à produção anual do sistema fotovoltaico, comprovou-se que o ângulo de inclinação de 35° seria o ângulo ideal, ou seja, aquele que potenciará a produção máxima de eletricidade (2,65 MWh).

Tal como no *software* PVSyst, foram também determinados diversos fatores de desempenho, tais como, a Produtividade (Y), que se encontra na Tabela 14 e o Rácio de desempenho (PR) e o Fator de Capacidade (CF), que se encontram na Tabela 15.

Tabela 14 - Valores da Produtividade (Y) do Sistema FV (PVGis)

	Unidades	Valor
Produção Annual (E_{CA})	[kWh]	2653,7
Capacidade Instalada (P_{CC})	[kWp]	2,1200
Produtividade (Y)	[kWh/kWp]	1251,7

Tabela 15 - Valores do Rácio de Desempenho (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do Sistema FV (PVGis)

	Unidades	Valor
Produção Annual (E_{CA})	[kWh]	2653,7
Irradiação Incidente (I_{inc})	[kWh/m ²]	1910,0
Capacidade Instalada (P_{CC})	[kWp]	2,1200
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	65,600
Fator de Capacidade (CF)	[%]	14,300

5.3 Resultados com as simulações do SCE.ER

Após a realização das simulações, para a inclinação de 35° foi possível obter os gráficos das estimativas de energia solar incidente no plano dos módulos (E_{inc}), Figura 32, assim como o valor de produção mensal do sistema fotovoltaico (E_{CA}), Figura 33.

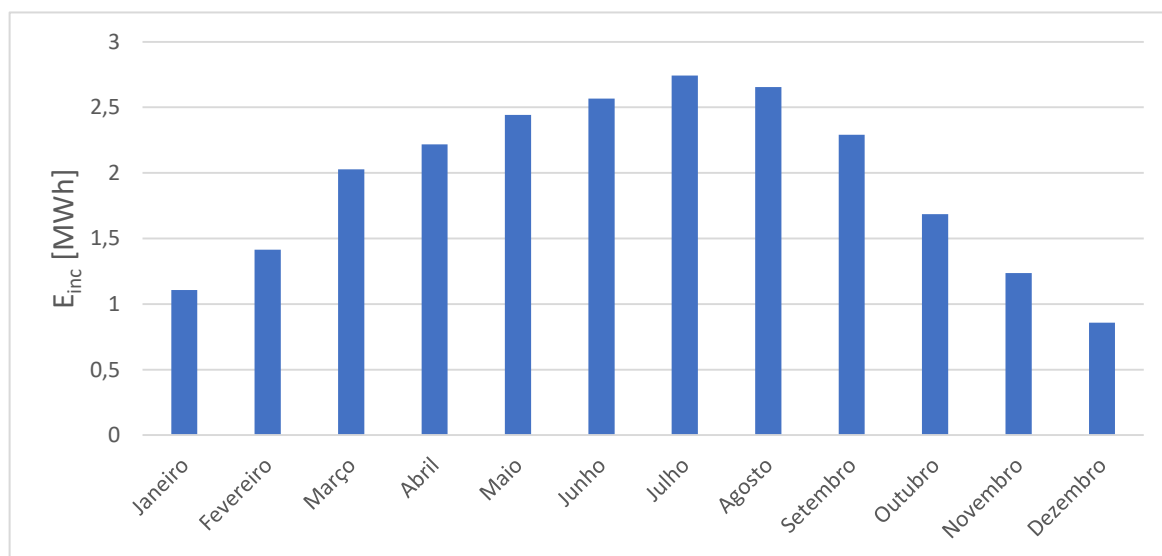


Figura 32 - Energia solar incidente no plano dos módulos (SCE.ER).

Tal como realizado para o caso da simulação com o *software* PVSyst e PVGIS, ao analisar-se o rácio entre o valor da produção anual de energia (E_{CA}), 3,06 MWh e a quantidade de energia solar anual incidente no plano dos módulos (E_{inc}), 23,25 MWh, verifica-se que se obtém um valor de 13,16%, que é o mais alto dos três *softwares*. A diferença entre ambos pode dever-se ao facto de este *software* não apresentar perdas tão significativas como o PVSyst e o PVGIS. O relatório obtido no programa de simulação encontra-se no anexo E.

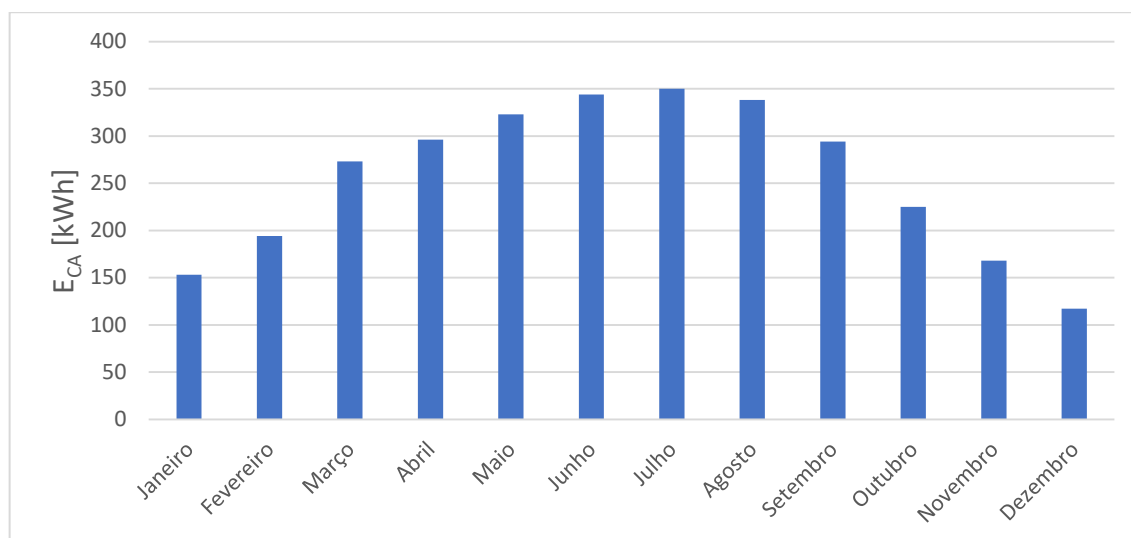


Figura 33 - Estimativas da produção mensal do sistema FV SCE.ER.

Posteriormente, realizaram-se análises paramétricas à variação do ângulo de inclinação dos módulos. Os gráficos encontram-se representados na Figura 34 e na Figura 35.

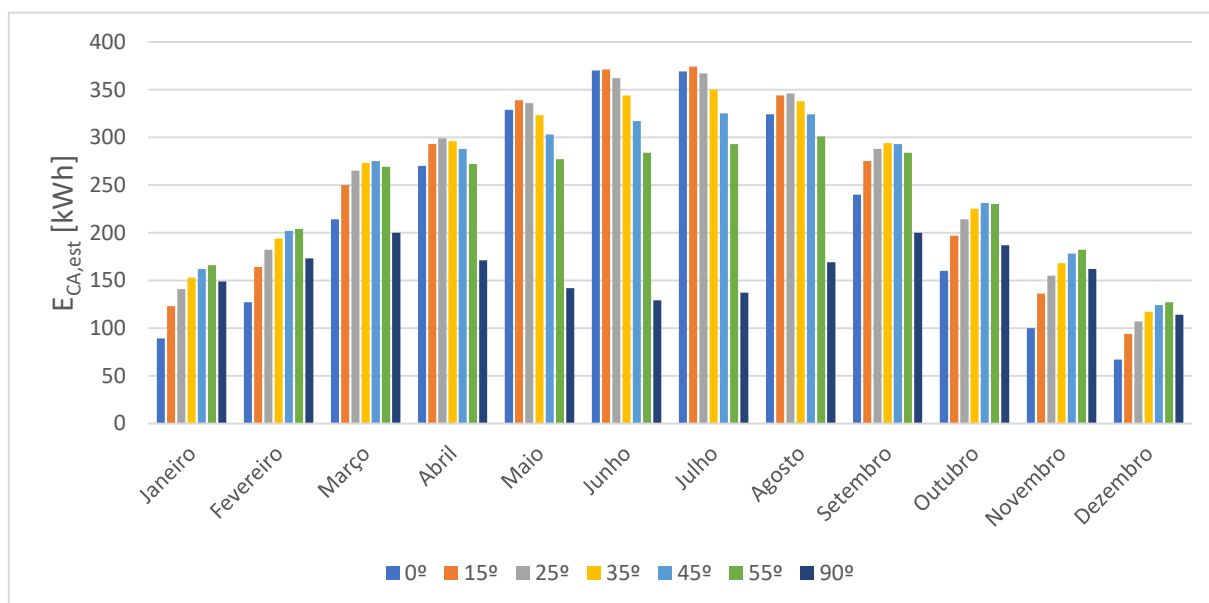


Figura 34 - Análise paramétrica aos ângulos de inclinação (SCE.ER).

Ao analisar a Figura 34, percebe-se que uma diminuição de ângulo resulta num progressivo aumento da produção durante os meses de verão, tendo como consequência, uma diminuição da produção durante os meses de inverno. Numa análise global à produção anual da central (Figura 35) verificou-se que o ângulo de inclinação de 35° seria o ângulo ótimo, ou seja, aquele que produz mais eletricidade (3,06 MWh).

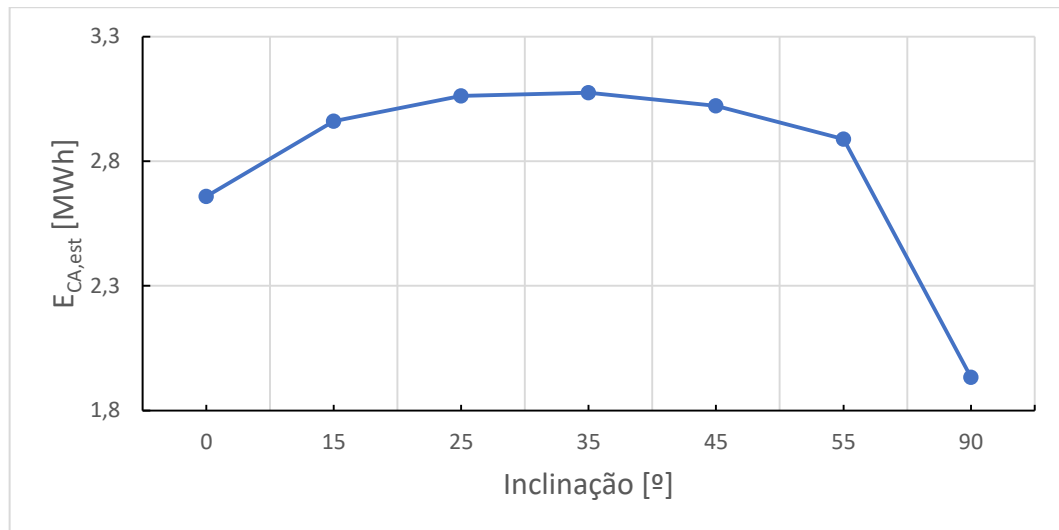


Figura 35 - Produção anual estimada em função do ângulo de inclinação (SCE.ER).

Tal como foi feito no *software* PVSyst e no PVGIS, também foram calculados os fatores de desempenho, tais como, a produtividade (Y), o Rácio de Desempenho (PR) e o Fator de Capacidade (CF), que se encontram na Tabela 16.

Tabela 16 - Valores da Produtividade (Y), do Rácio de Desempenho (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do Sistema FV (SC.ER)

	Unidades	Valor
Produção Annual (E_{CA})	[kWh]	3062,0
Produção Annual (E_{CC})	[kWh]	3607,0
Produtividade (Y)	[kWh/kWp]	1426,0
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	78,000
Fator de Capacidade (CF)	[%]	16,300

5.4 Resultados obtidos na produção

Os resultados obtidos nos programas de simulação são apresentados na Tabela 17. Para uma interpretação mais clara, a Figura 36 apresenta os resultados de forma gráfica.

Tabela 17 - Produção estimada pelos programas de simulação

Mês	Energia produzida em pelo sistema FV (kWh)		
	PVSyst	PVGis	SCE.ER
Janeiro	164,3	151,5	153
Fevereiro	203,4	182,7	194
Março	241,3	229,0	273
Abril	250,3	241,9	296
Maio	276,2	260,3	323
Junho	268,5	262,4	344
Julho	279,1	276,2	350
Agosto	274,4	273,2	338
Setembro	254,2	251,6	294
Outubro	203,1	208,8	225
Novembro	181,2	160,2	168
Dezembro	142,9	155,9	117
Anual	2739	2653,7	3062

Analisando a Figura 36, observa-se que, que há uma discrepância acentuada, nos meses de verão, entre os valores do SCE.ER e nos do PVSyst e PVGIS, onde o *software* SCE.ER apresenta valores de produção muito maiores. Por outro lado, nos meses de inverno acontece o oposto, ou seja, a diferença é muito menor. O PVSyst e o PVGIS, apresentam valores bastante equiparados nos meses de verão, sendo que, no inverno o PVSyst tem uma ligeira subida. As diferenças entre as três simulações podem dever-se, ao facto, de se colocar mais inputs no *software* PVSyst do que nos outros dois, visto ser um *software* mais robusto e preciso.

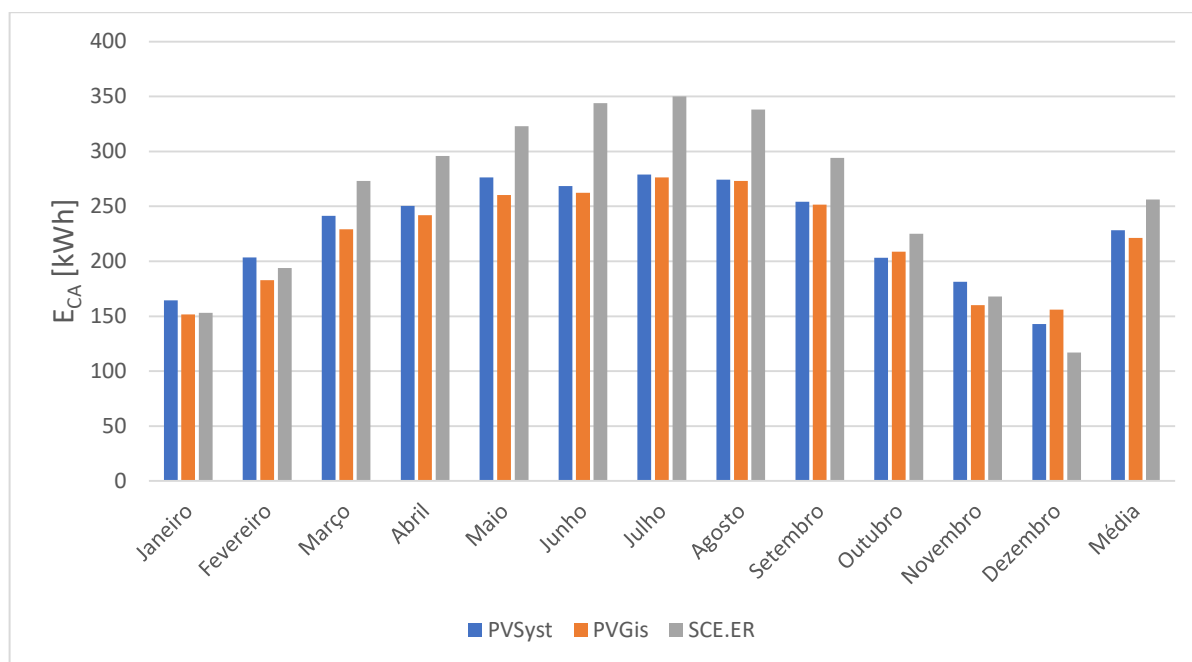


Figura 36 - Comparação dos valores de produção, utilizados pelos programas de simulação.

5.5 Resultados obtidos na irradiação e nos rácios de desempenho

Na Figura 37 estão representados os valores da irradiação utilizados nos diferentes programas, tendo o PVSyst uma irradiação anual de 23,97 MWh, o PVGIS uma irradiação anual de 24,83 MWh e o SCE.ER uma irradiação anual de 23,25 MWh. Na Tabela 18, apresentam-se os valores de rácio de desempenho.

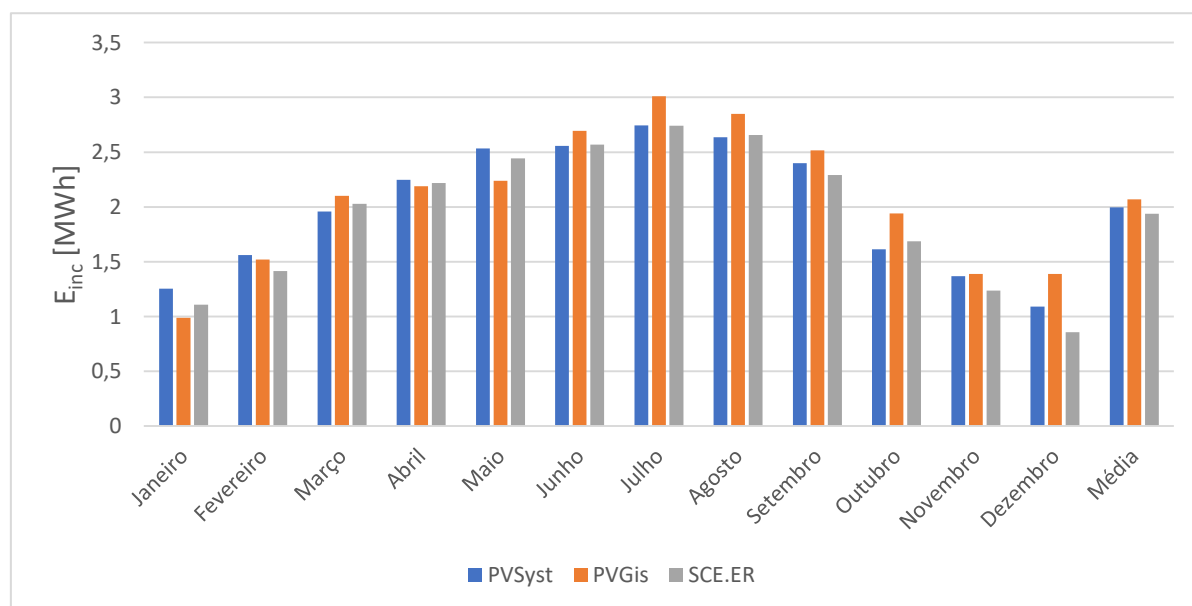


Figura 37 – Comparação dos valores de irradiação, utilizados pelos programas de simulação.

Tabela 18 - Comparação dos valores de PR, utilizados pelos programas de simulação

	PR [%]
SCE.ER	78
PVSyst	70
PVGis	65

Como se pode comprovar pela Figura 37, o PVGIS apresenta o valor de irradiação anual superior comparado com os outros dois software, exceto nos meses de janeiro, fevereiro, abril e maio, tendo uma irradiação anual de 24,83 MWh. Em contrapartida é o *software* que apresenta uma menor produção de energia, e isso reflete-se no seu PR (65%), como se pode observar na Tabela 18. O consumo de energia varia durante o dia, mas presume-se que o padrão de consumo se repita da mesma maneira todos os dias, tal como é arbitrado inicialmente. O PVGIS usa por defeito um padrão de consumo específico, onde a maior parte da energia é consumida após o pôr do sol, daí os meses de verão, como por exemplo julho e agosto, apresentarem uma percentagem de dias de 75% em que a bateria está totalmente carregada, havendo posteriormente desperdício da mesma, e nos meses de inverno, como por exemplo dezembro e janeiro em que a bateria está totalmente vazia, havendo falta de energia para alimentar as necessidades de consumo, como se pode comprovar no anexo D.

Em relação ao *software* PVSyst, as perdas são contabilizadas, ao contrário do que acontece com o PVGIS. As maiores perdas que se apresentam no relatório de simulação, são as perdas devido à bateria estar 100% carregada (cerca de 9,9%), e as perdas devido à temperatura dos módulos (cerca de 9,2%). O PVSyst assume a energia não utilizada como uma perda, e neste caso há uma perda de 338,55 kWh de energia não consumida por a bateria estar totalmente cheia. Em relação à temperatura dos módulos, pode dever-se ao facto de o coeficiente de temperatura de P_{mpp} ($-0,49\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) ter um valor um pouco acima dos valores razoáveis ($0,40\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$). O coeficiente térmico Gama é expresso em percentagem por grau Celcius ($\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$), ou seja, como os módulos têm um coeficiente Gama de $-0,49\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, isto significa que, considerando que a temperatura padrão dos módulos é 25°C , a potência de pico do módulo vai diminuir 0,49% (em relação à potência nominal) por cada aumento de 1°C na temperatura de operação das células fotovoltaicas. Comparando este fator de desempenho com os fatores obtidos em outros estudos científicos ((Kymakis et al., 2009) (Palmero-Marrero et al., 2015)), observa-se que o PR está próximo aos obtidos nas referências.

Apesar do *software* SCE.ER ser o *software* que apresenta o valor de irradiação anual mais baixo, é o que apresenta maior produção de energia. Isto deve-se ao facto de não assumir perdas tão significativas e minuciosas como o PVSyst, daí o seu PR ser o mais elevado dos três *softwares* (78%).

6 Análise da Viabilidade Energética e Financeira

6.1 Análise da viabilidade energética

De modo a conduzir a análise energética do presente projeto, dois cenários serão apresentados:

- Cenário A: diz respeito ao cenário FV autónomo, utilizado pelo *software* SCE.ER;
- Cenário B: baseia-se no cenário de autoconsumo, utilizado também pelo *software* SCE.ER, admitindo que o *test lab* está ligado à rede elétrica.

Cenário A

A produção do sistema FV, é de acordo com o *software* SCE.ER, 3060 kWh/ano, com uma média de produção diária média de 8,4 kWh durante um ano de funcionamento. Através da Figura 38 é possível observar que toda a energia produzida é consumida, logo confirma-se que o sistema é capaz de produzir energia suficiente para a alimentação das cargas diárias do *test lab*.

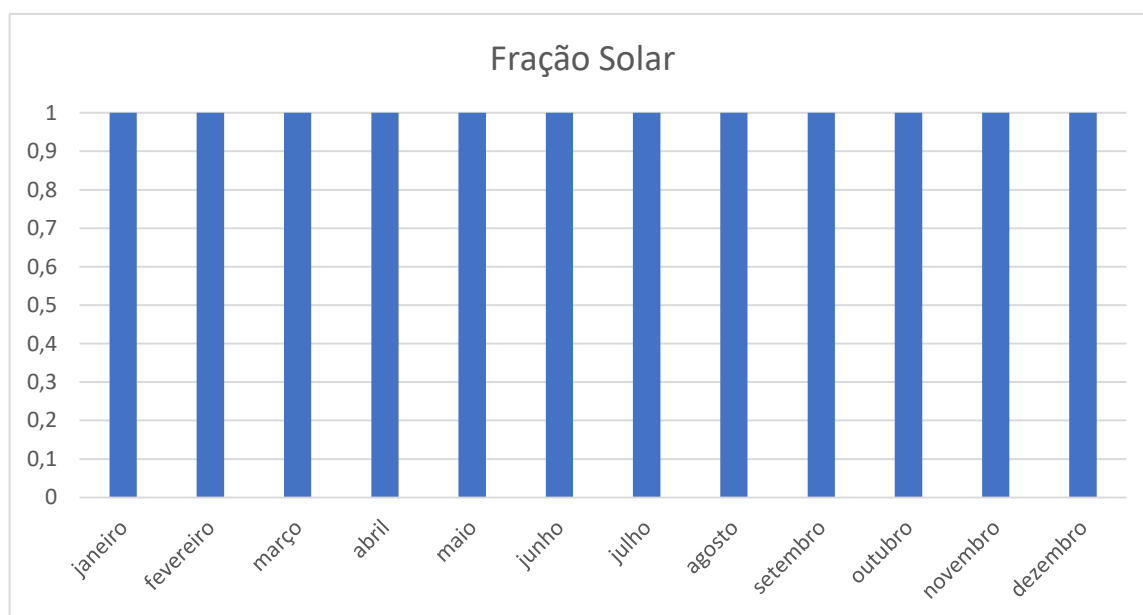


Figura 38 - Rácio entre a energia produzida sobre o consumo (SCE.ER).

Na Figura 39 é possível analisar a quantidade de energia “desperdiçada” por a bateria estar 100% carregada.

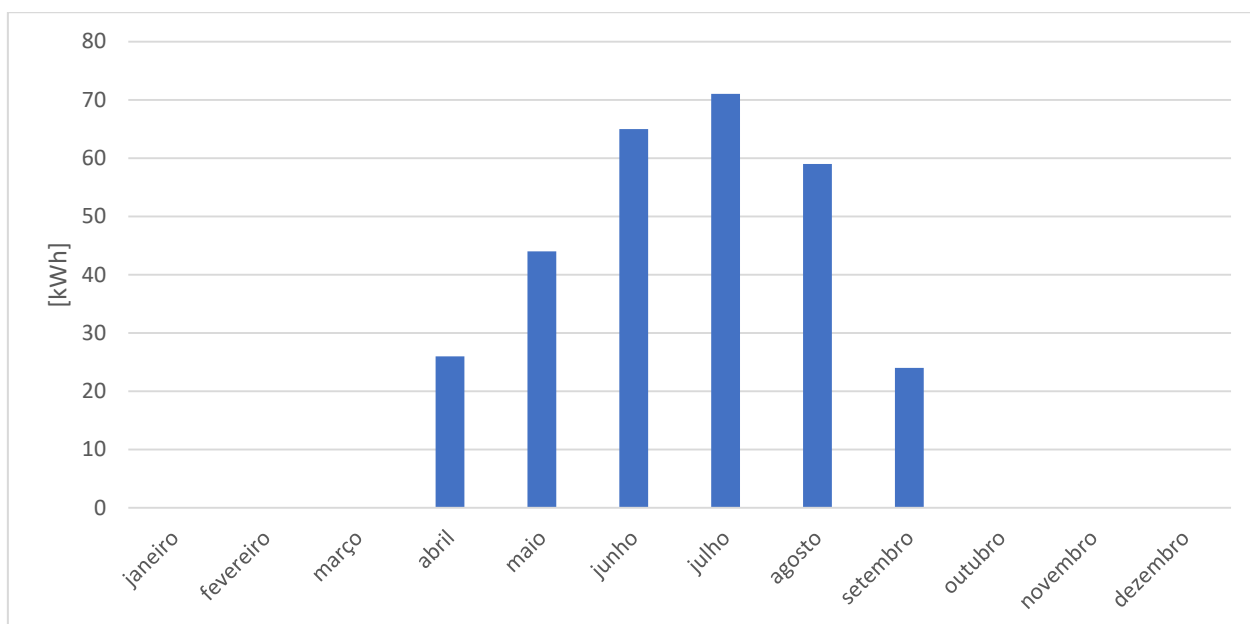


Figura 39 - Energia "desperdiçada" devido ao total carregamento da bateria.

Cenário B

O perfil de consumo do *test lab* a considerar é exatamente o mesmo que no cenário anterior. Como foi dito anteriormente, este cenário não tem qualquer tipo de sistema de armazenamento, tendo uma ligação à rede elétrica. O excesso de eletricidade anual proveniente do sistema FV é da ordem dos 8%, verificando-se um maior excedente nos meses de maio a setembro, como se pode observar na Figura 40.

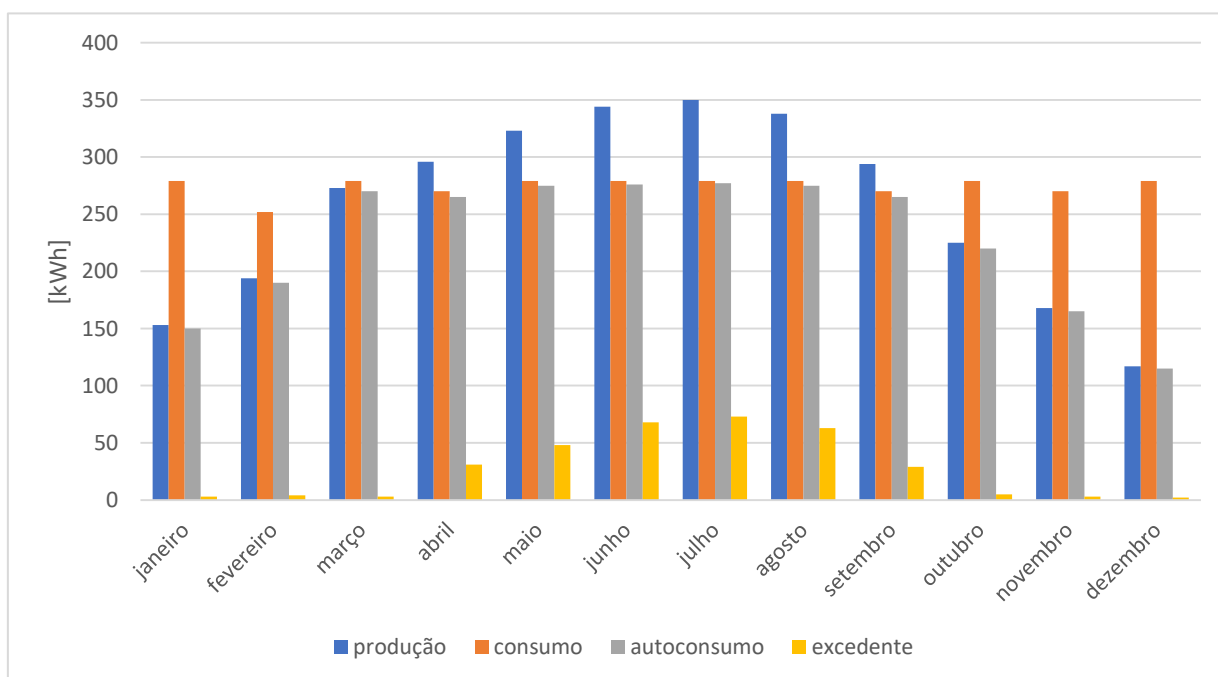


Figura 40 - Características do sistema FV do cenário B (ligado à rede).

Consumo e autoconsumo são dois conceitos distintos. Consumo é a energia necessária para satisfazer as necessidades do *test lab*, venha através do sistema fotovoltaico ou da rede elétrica. Autoconsumo é o que realmente se consome, só e apenas, através do sistema fotovoltaico. Através da Figura 40, é possível observar que a maior parte da produção elétrica é proveniente do sistema FV. No entanto, existem alturas do dia em que há a necessidade de compra de eletricidade à rede distribuidora, uma vez que não existe baterias e a produção de energia do sistema FV pode não ser suficiente ou este pode nem estar em funcionamento (horas noturnas e de grande nebulosidade, essencialmente).

Verifica-se que, nos meses de verão (de maio a setembro), a quantidade de eletricidade proveniente do sistema FV é realmente maior que a comprada à rede, tendo um valor de 1,3% a energia que foi comprada à rede.

Já para os meses de inverno (de outubro a abril), é visível que existe uma maior percentagem de energia comprada à rede elétrica (27,9%), todavia, a fonte renovável continua a ser a fonte com maior predominância.

6.2 Análise da viabilidade financeira

Cenário A

De modo a conduzir a análise financeira e determinar a viabilidade do presente projeto, estão disponibilizados, na Tabela 19, os valores unitários para o custo de cada componente do sistema. Estes valores foram obtidos através dos parceiros do projeto POLYSOL.

Tabela 19 – Preços dos produtos a instalar

Produto	Quantidade	Custo unitário [€]	Custo total [€]
Módulo FV	8	200	1600
Inversor + MPPT	1	1300	1300
Bateria	1	6140	6140
Transporte Módulos	-	-	700

Assim sendo, o total de investimento é de 9740 €, ao qual deverá ser acrescentado o valor do IVA em vigor. Este sistema tem a capacidade de produzir anualmente 3,06 MWh, através do *software* SCE.ER. De modo a tornar a análise o mais realista possível, assume-se que existe um deterioramento anual de 0,8% na produção de energia, sendo que, passados 20 anos, o sistema deverá ser capaz de produzir 84% do que produzia no ano inicial.

As companhias não comercializam o valor de potência de 1,98 kW (apenas múltiplos de 1,15 kVA), logo o utilizador terá de contratar a potência contratada de 2,3 kVA. Como se

escolheu a opção simples, obtém-se um valor de 0,1548 €/kWh de consumo, sem IVA. Este valor é aplicado para qualquer hora do dia. No anexo F, apresentam-se os valores de €/kWh da EDP Eletricidade. Em relação à taxa de inflação anual, foi considerado uma taxa de 0,3% do custo de eletricidade (PORDATA, 2019).

Feita a análise no MsE, verificou-se o que o VAL do projeto é negativo (-198,86€). Assim, o projeto não é viável, não sendo possível calcular o seu TIR e o seu tempo de retorno não se encontra dentro do período de vida do projeto, como se pode verificar na Figura 41.

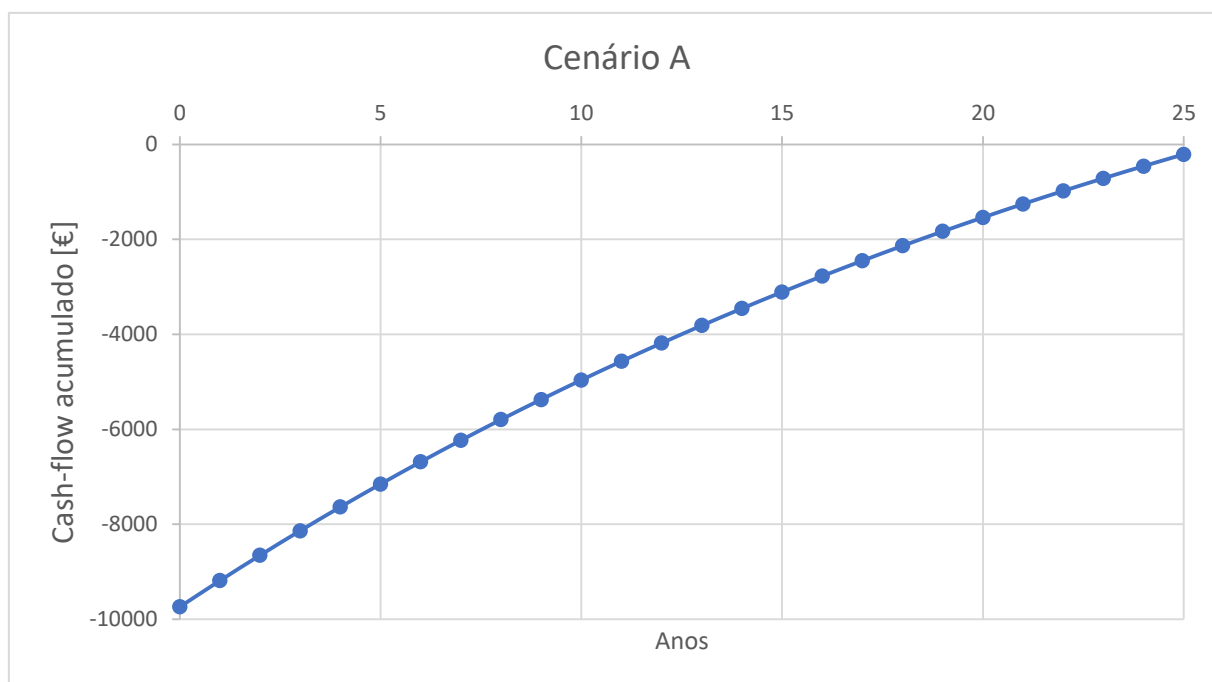


Figura 41 - Tempo de retorno do cenário A.

No anexo G apresentam-se os resultados da análise de viabilidade financeira, onde é possível consultar os valores obtidos deste cenário.

Cenário B

Este teste é bastante linear, sendo uma simples comparação de um sistema FV autónomo com um sistema ligado à rede, sem qualquer tipo de armazenamento. O preço tabelado por kWh de consumo mantém-se igual ao cenário anterior, tendo a remuneração da EDP Comercial um custo de 0,05 €/kWh. A comparação será completamente económica, já que os sistemas não são comparáveis de outra forma.

O custo do transporte dos módulos e o perfil de consumo a considerar, é exatamente o mesmo. Encontram-se na Tabela 20, os valores unitários para o custo de cada componente do sistema.

Tabela 20 - Preços dos produtos a instalar

Produto	Quantidade	Custo unitário [€]	Custo total [€]
Módulo PV	8	200	1600
Inversor + MPPT	1	1300	1300
Transporte Módulos	-	-	700

Verifica-se um investimento total de 3600 €, ao qual deve ser acrescentado o valor do IVA em vigor.

Em relação ao deterioramento, assume-se a mesma percentagem na produção de energia através dos painéis fotovoltaicos, logo, aos 20 anos de uso, o sistema produzirá 84% do que produzia no ano inicial, tendo a capacidade de produzir anualmente 3,06 MW, através do *software* SCE.ER.

Considerado tudo o referido anteriormente, o projeto apresenta um VAL positivo de 5832,11 €. Calculada a TIR, observa-se que esta é de 18%, ou seja, um valor superior à taxa de atualização utilizada (5,5%), o que significa que o projeto é economicamente viável. O seu *payback-time* é de 7 anos, ou seja, encontra-se dentro do tempo de vida do projeto, como é possível observar na Figura 42.

No anexo G apresentam-se os resultados da análise de viabilidade financeira, onde é possível visualizar os valores obtidos do cenário B.

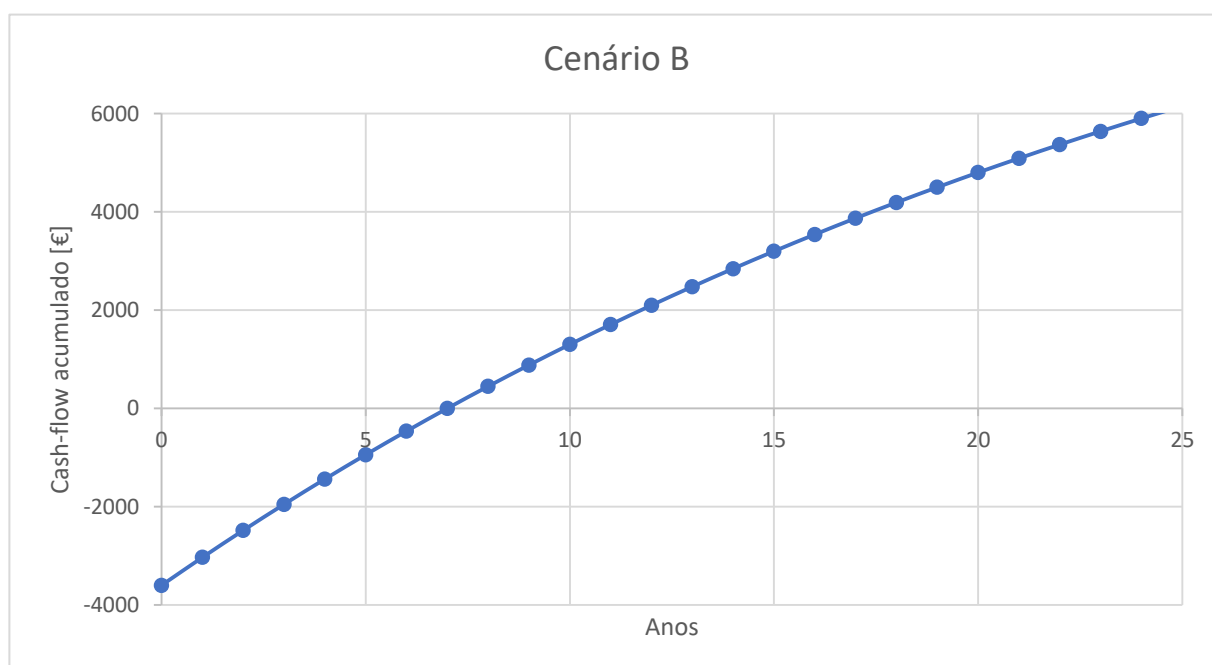


Figura 42 - Tempo de retorno do cenário B.

7 Conclusões finais e trabalhos futuros

Neste capítulo são abordadas as principais conclusões retiradas do trabalho apresentado e também aspetos a ter em conta em trabalhos relacionados com este tipo de projetos.

7.1 Conclusões finais

No trabalho realizado, procurou-se primeiramente analisar e tratar os dados produtivos do sistema experimental, de modo a que expressassem a produção anual do mesmo. Posto isto, a partir deste tratamento de dados, foi possível a comparação destes com uma série de estimativas teóricas subsequentemente realizadas, através de programas como o PVSyst, PVGIS e SCE.ER. Estas simulações teóricas procuram estimar os valores das produções mensais e anuais, assim como, a determinação de uma serie de fatores de desempenho que caracterizam o sistema.

Após a realização destas estimativas e da sua comparação entre elas, verificou-se que o *software* SCE.ER é o que apresenta uma maior produção anual, tendo-se obtido um valor de 3,06 MWh, seguidamente vem o *software* PVSyst, que apresenta um valor de produção anual de 2,74 MWh e por fim, o *software* PVGIS onde alcançou um valor de 2,65 MWh.

Relativamente aos fatores de desempenho do sistema FV, observou-se um PR de 78% para a simulação SCE.ER, de 70% para a simulação PVSyst e de 65% para a simulação PVGIS.

Em relação à viabilidade energética, constata-se que no cenário A (sistema autónomo), a bateria consegue suportar o consumo tanto no verão como no inverno, visto que a fração solar é de 100%.

Em relação ao cenário B (ligado à rede), verifica-se que, nos meses de verão, a quantidade de eletricidade proveniente do sistema FV é realmente maior que a comprada à rede, sendo que a média de produção mensal associada ao fotovoltaico é bastante superior em relação à comprada à rede elétrica. Já para os meses de inverno, é visível que existe uma maior percentagem de potência comprada à rede elétrica, todavia, a fonte renovável continua a ser a maior fonte de alimentação à carga do *test lab*.

Por fim, feita uma análise de viabilidade financeira aos cenários A e B, percebe-se que o cenário com o sistema autónomo (cenário A) apresenta um VAL negativo (-198,86 €), não sendo possível calcular a sua TIR, isto é, não é economicamente rentável dentro do período de vida dos equipamentos. Não se tiveram em conta os custos de substituição das baterias (apesar de terem um tempo de vida longo, cerca de 20 anos) nem do inversor, o que iria aumentar ainda mais os custos, contribuindo para um VAL pior do que o calculado. A bateria representa cerca de 63% do custo inicial total, sendo o equipamento com mais peso financeiro.

Em relação ao cenário de autoconsumo (cenário B da análise financeira), percebe-se que o seu investimento inicial representa apenas 37% relativamente ao investimento do cenário A (3600 € comparados a 9740 €), pelo que, é mais atrativo economicamente. O seu VAL é positivo, 5832,11 € e a sua TIR é de 18%, ou seja, superior à taxa de atualização utilizada

(5,5%). O seu *payback-time* é de 7 anos, ou seja, encontra-se dentro do tempo de vida do projeto.

Por fim, chega-se à conclusão de que os sistemas FV autónomos não são rentáveis, comparativamente com um sistema ligado à rede. As redes autónomas têm o problema de o capital inicial ser alto devido principalmente às baterias, tornando este tipo de sistemas muito limitado, como já foi mencionado e a complexidade de alimentar todas as cargas, utilizando energia fotovoltaica. A limitação não é uma impossibilidade visto que as baterias são competentes, o problema é que não são rentáveis quando comparadas com uma ligação à rede.

A capacidade da fonte é bastante variável e imprevisível, variando muito com o local. Todavia, apesar destes entraves, existem circunstâncias onde as mesmas serão a opção mais rentável, ou seja, em locais remotos e isolados onde uma ligação à rede está fora de questão ou por ser demasiado dispendiosa.

7.2 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros do mesmo âmbito do que o estudo apresentado, seria útil a exploração de outras configurações, como por exemplo o dimensionamento de um sistema autónomo híbrido, que acople o sistema FV a um gerador a diesel, como *back-up* (como alternativa à rede elétrica).

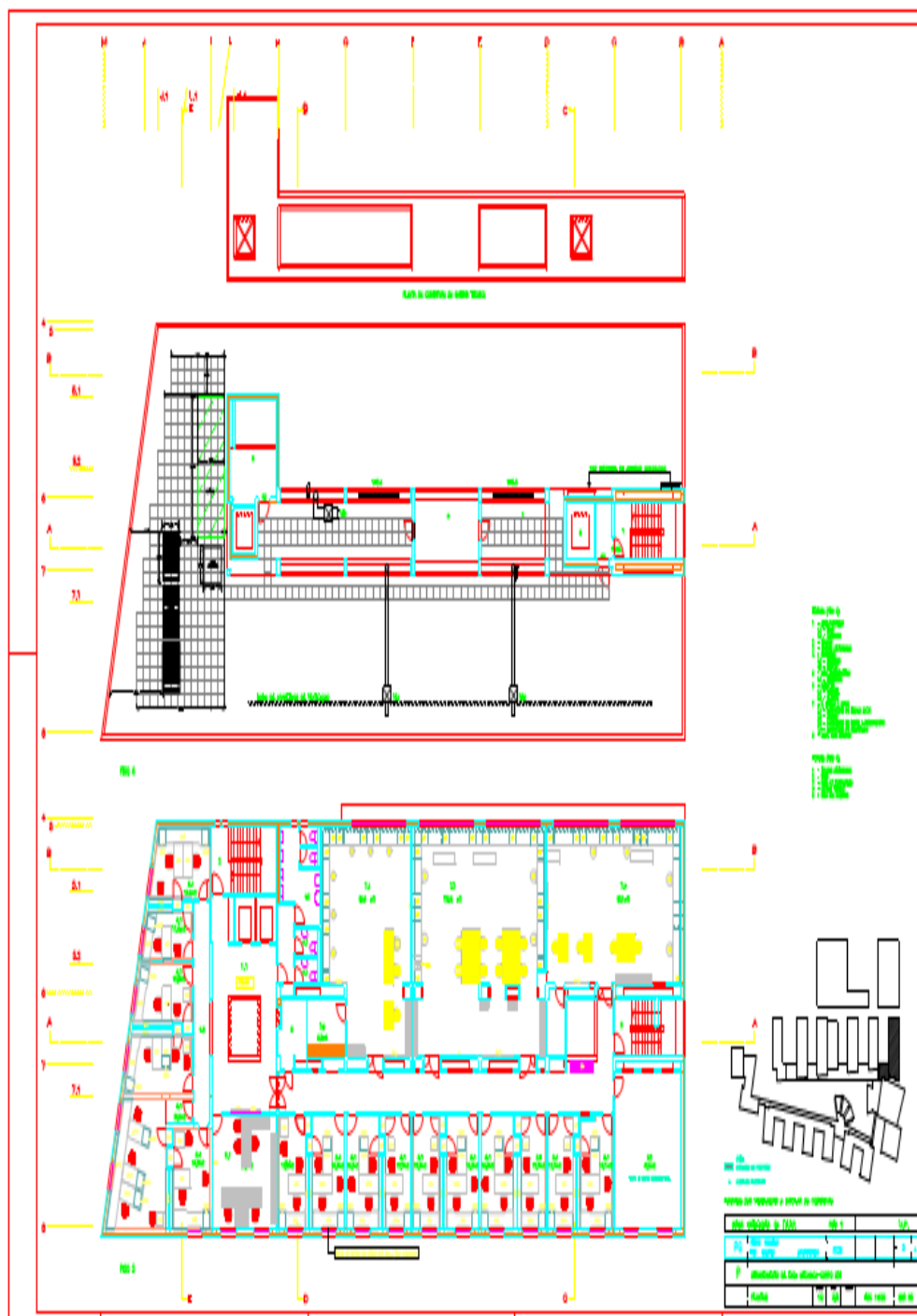
Para futuros projetos, os preços dos equipamentos poderão baixar, especialmente na parte que toca ao desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, dado que estes são um peso significativo do orçamento final.

Referências

- Al-Addous, M., Dalala, Z., Class, C. B., Alawneh, F., & Al-Taani, H. (2017). Performance analysis of off-grid PV systems in the Jordan Valley. *Renewable Energy*, 113, 930-941.
- Birane, M., Larbes, C., & Cheknane, A. (2017). Comparative study and performance evaluation of central and distributed topologies of photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(13), 8703-8711.
- Bushong, S. (2016). Advantages and disadvantages of a solar tracker system. *Solar Power World*, 896.
- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2016). Topologies for large scale photovoltaic power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 309-319.
- Castro, R. (2013). Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica - 2ª Edição.
- DGEG. (2019a). Renováveis - Estatísticas Rápidas. Lisboa: República Portuguesa.
- DGEG. (2019b). SCE.ER - Dados e cálculos para aproveitamento de Energias Renováveis em edifícios.
- Freyman, T., & Tran, T. (2019). Renewable energy discount rate survey results. <https://www.granthornton.co.uk/globalassets/1.-member-firms/unitedkingdom/pdf/documents/renewable-energydiscount-rate-survey-results-2018.pdf>.
- Gangopadhyay, U., Jana, S., & Das, S. (2013). *State of art of solar photovoltaic technology*. Paper presented at the Conference Papers in Science.
- IEA-PVPS. (2018). PVPS ANNUAL REPORT 2018.
- Instruments, T. (2013). Vanadium redox flow battery. Retrieved from https://e2e.ti.com/blogs_/archives/b/fullycharged/archive/2013/09/20/flow-batteries-get-popular-again-part-1
- Ist, D. A. E., & Europeia, U. (2004). Energia Fotovoltaica-Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. *Janeiro de*, 368.
- Jäger, K.-D., Isabella, O., Smets, A. H., van Swaaij, R. A., & Zeman, M. (2016). *Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems*: UIT Cambridge.
- Kymakis, E., Kalykakis, S., & Papazoglou, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3), 433-438.
- Mota, A. G., Barroso, C. D., Nunes, J. P., & Ferreira, M. (2012). *Financas da Empresa-Teoria e Prática*.
- Palmero-Marrero, A., Matos, J. C., & Oliveira, A. C. (2015). Comparison of software prediction and measured performance of a grid-connected photovoltaic power plant. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(6), 063102.
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, 1, 47-499.

- Podder, S., & Khan, M. Z. R. (2016). *Comparison of lead acid and Li-ion battery in solar home system of Bangladesh*. Paper presented at the 2016 5th International Conference on Informatics, Electronics and Vision (ICIEV).
- PORDATA. (2019). Taxa de inflação (Taxa de variação do IPC).
- PVGis. (2020). PVGIS users manual.
- PVSYST6.7. (2018). PVSyst Help Contents. Retrieved from <https://www.pvsyst.com/help/>
- Rehman, S., & El-Amin, I. (2012). Performance evaluation of an off-grid photovoltaic system in Saudi Arabia. *Energy*, 46(1), 451-458.
- REN21. (2019). Renewables 2019 Global Status Report.
- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 590-601.
- Sharma, S., Jain, K. K., & Sharma, A. (2015). Solar cells: in research and applications—a review. *Materials Sciences and Applications*, 6(12), 1145.
- Tesla. (2018). Solar Roof. Retrieved from <https://www.tesla.com/solarroof>
- Torzewski, K. (2015). Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. *Chemical Engineering*, 115(5), 40-41.
- Visblue. (2019). Vanadium Redox Flow Battery. Retrieved from <https://visblue.com/vanadium-redox-flow-battery.html>
- Woyte, A., Richter, M., Moser, D., Mau, S., Reich, N., & Jahn, U. (2013). *Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis*. Paper presented at the Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference.

ANEXO A: Layout da Cobertura



ANEXO B: Datasheet dos Módulos

PHOTOVOLTAIC GLASS

04TA_-16410989-_-_-

1641 x 989 mm

ref. M

ref. P

Electrical data test conditions (STC)		6" Mono-Crystalline	6" Poly-Crystalline
Nominal peak power	P _{mp} (Wp)	265	241
Open-circuit voltage	V _{oc} (V)	38	37
Short-circuit current	I _{sc} (A)	8,93	8,45
Voltage at nominal power	V _{mp} (V)	32	30
Current at nominal power	I _{mp} (A)	8,39	7,93
Power tolerance not to exceed	%	±3	±3

STC: 1000 w/m², AM 1.5 and a cell temperature of 25°C, stabilized module state.

Mechanical description		
Length	mm	1641
Width	mm	989
Thickness	mm	5,90 (Glass) 46,00 (Alu frame)
Surface area	sqm	1,62
Weight	Kg	23,50
Cell type (no PV cells)	6" Mono-Cryst. (60)	6" Poly-Cryst. (60)
PV Glass	4,0 mm Tempered Glass	
Rear Layer	1,0 mm backsheet	
Thickness encapsulation	ref. A	0,90 mm EVA Foils
	ref. B	PVB Foils (not available)

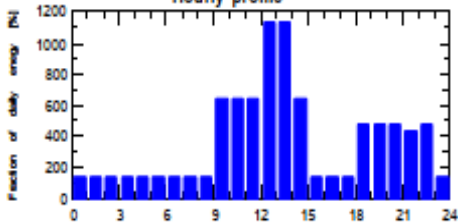
Junction Box		
Protection	IP65	
Wiring Section	2,5 mm² / 4,0 mm²	
Limits		
Maximum system voltage	V _{sys} (V)	1.000
Operating module temperature	°C	-40...+85
Temperature Coefficients		
Temperature Coefficient of P _{mp}	%/°C	-0,49
Temperature Coefficient of V _{oc}	%/°C	-0,35
Temperature Coefficient of I _{sc}	%/°C	+0,045

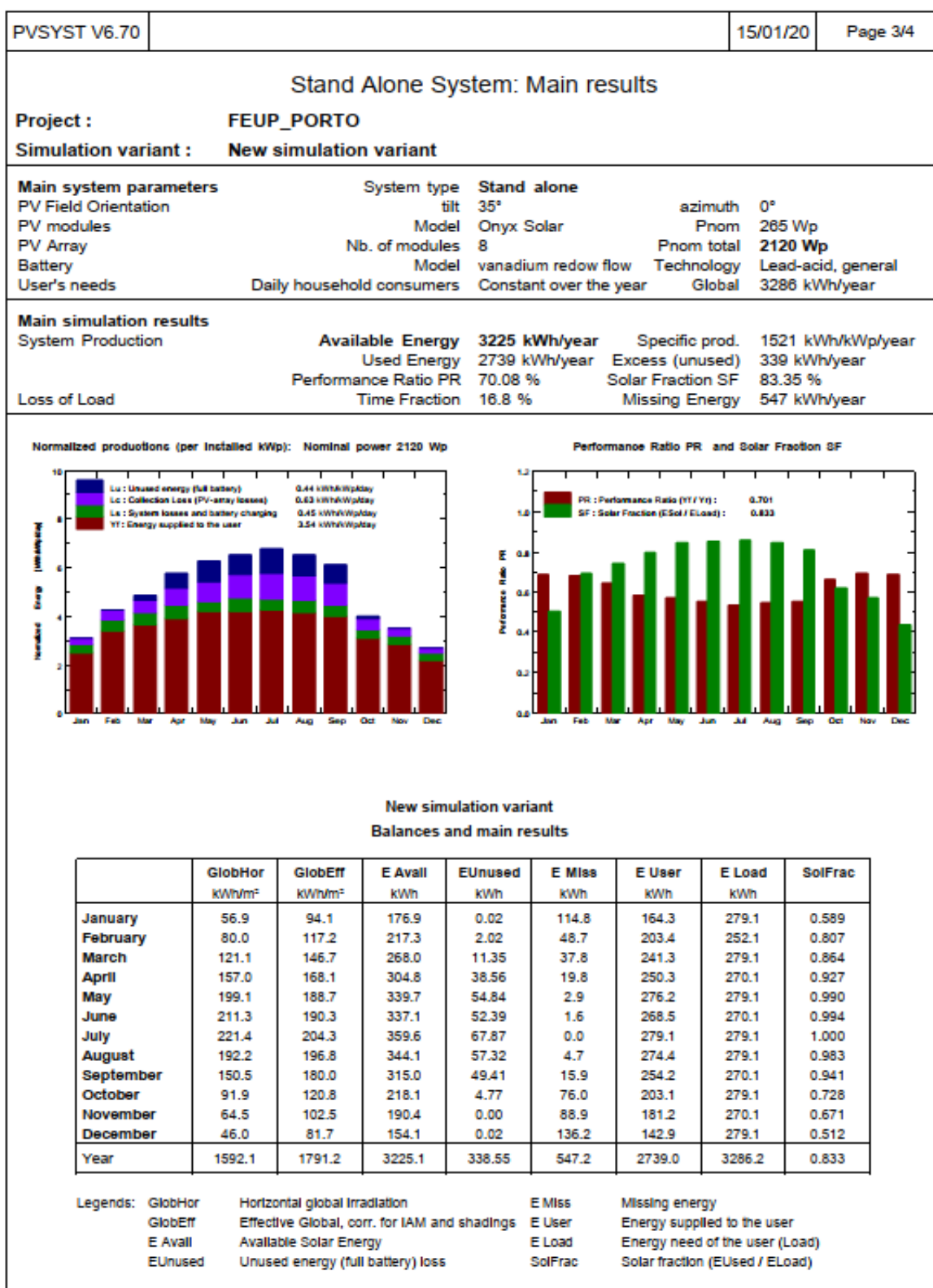
		-0,43
		-0,343
		+0,027

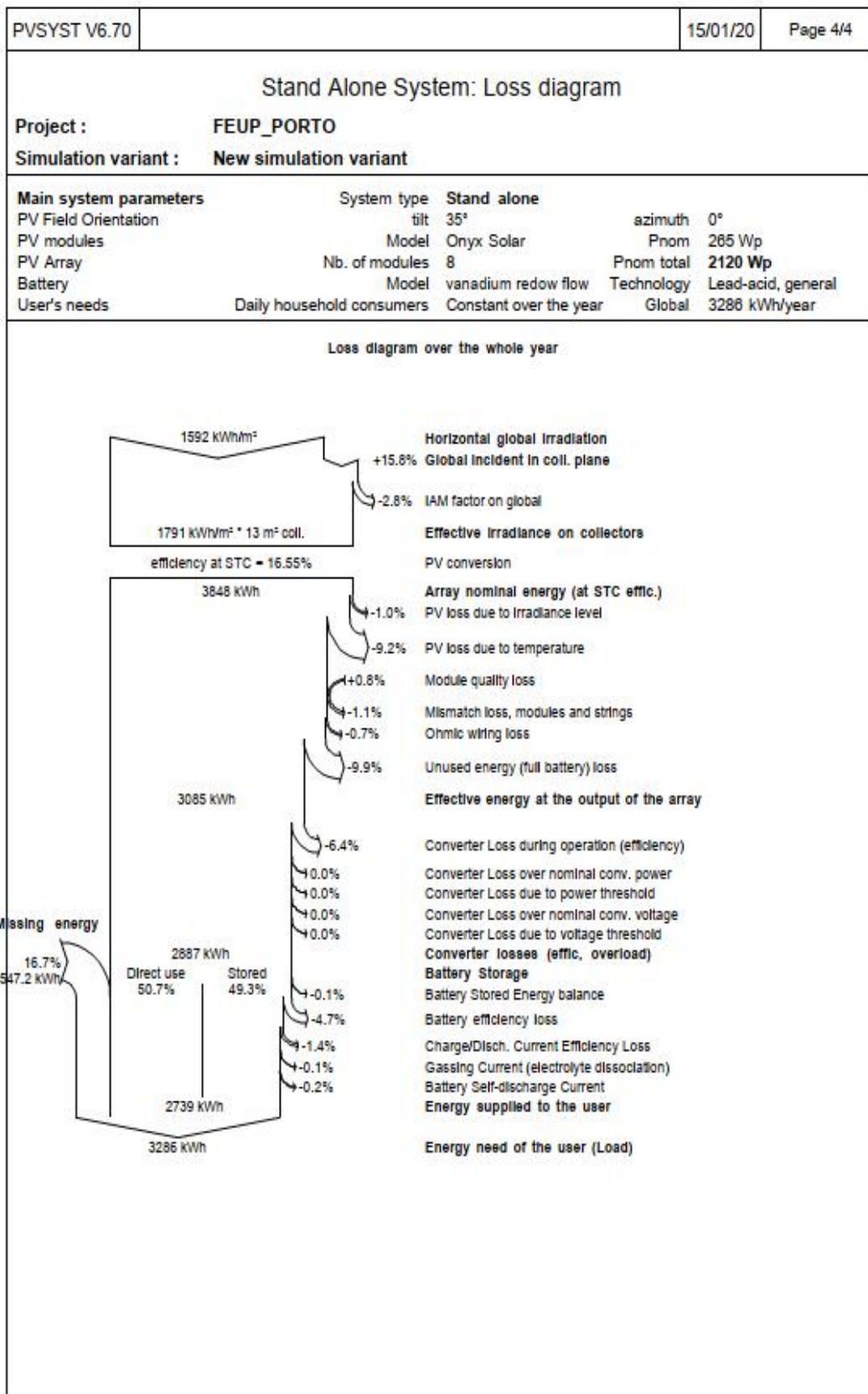
* All technical specifications are subject to change without notice by Onyx Solar

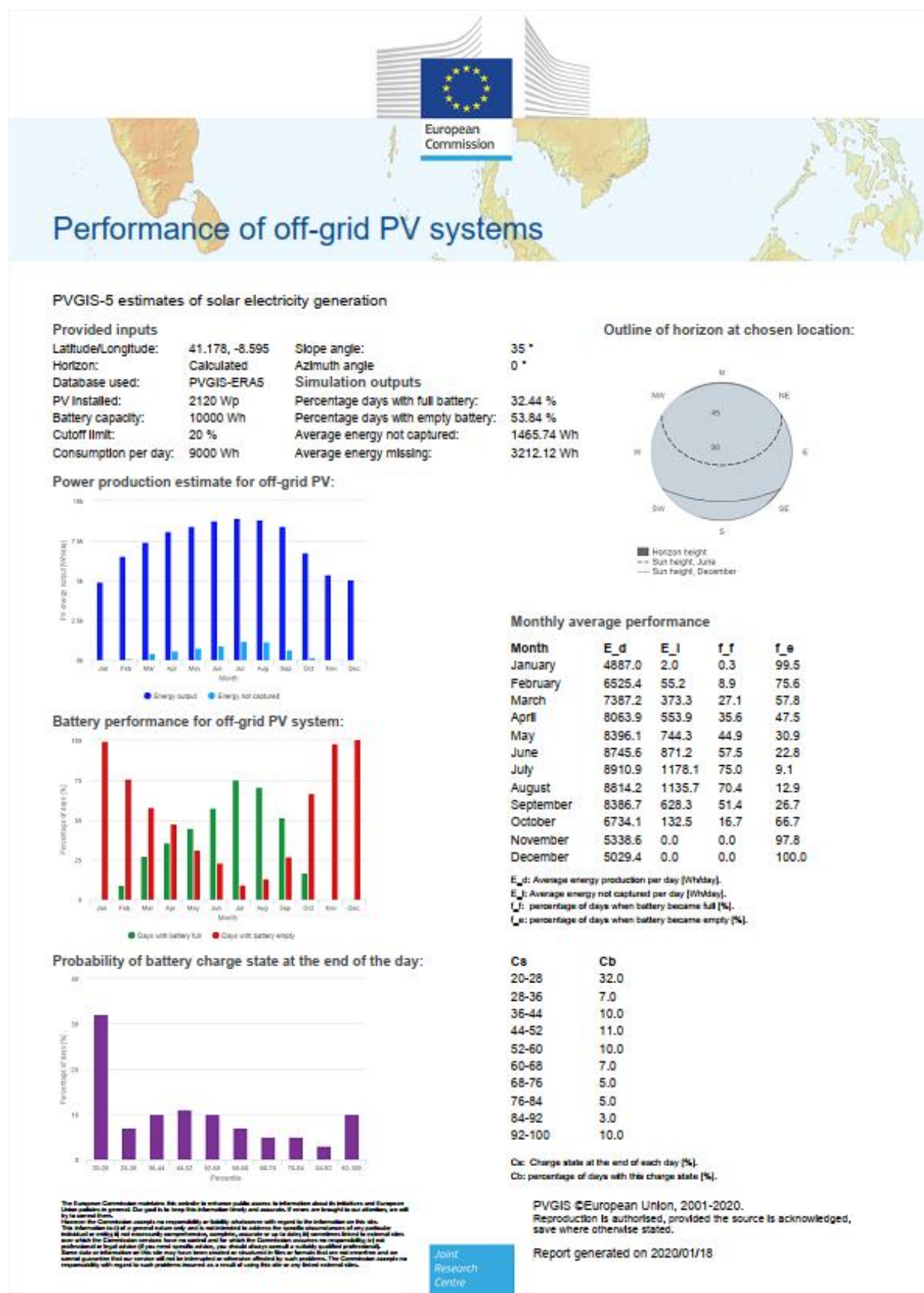
ANEXO C: Relatório obtido pelo software PVSyst

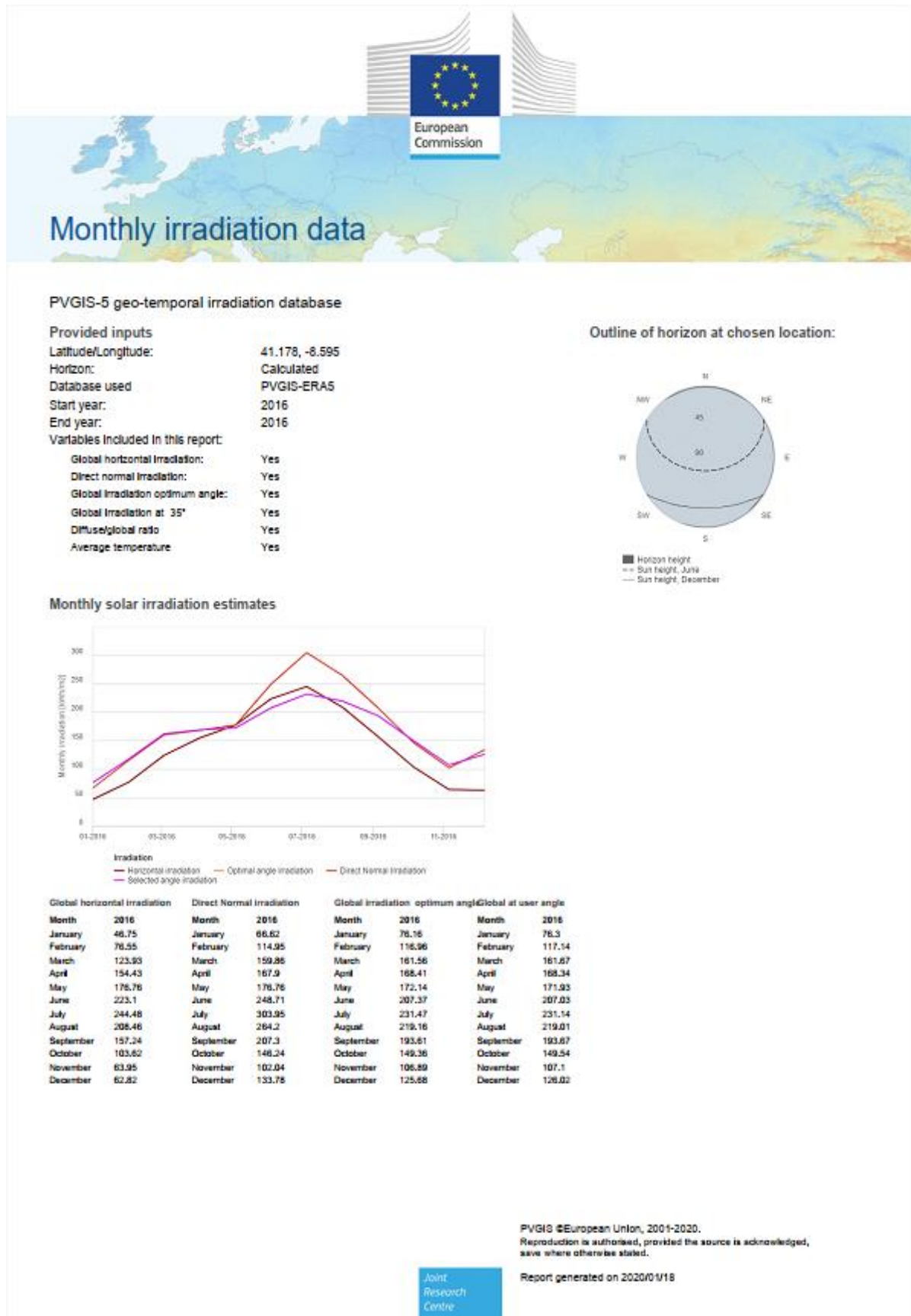
PVSYST V6.70		15/01/20		Page 1/4	
Stand Alone System: Simulation parameters					
Project :		FEUP_PORTO			
Geographical Site		FEUP_PORTO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.18° N	Longitude	-8.59° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT	Altitude	0 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		FEUP_PORTO	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=16% - Synthetic		
Simulation variant :		New simulation variant			
		Simulation date	15/01/20 22h13		
Simulation parameters		System type	Stand-alone system		
Collector Plane Orientation		Tilt	35°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
PV Array Characteristics					
PV module		Si-mono	Model	Onyx Solar	
Custom parameters definition		Manufacturer	Manufacturer		
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	1 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	8	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	2120 Wp	At operating cond.	1884 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	222 V	I mpp	8.5 A
Total area		Module area	13.0 m²		
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.	302 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
System Parameter		System type	Stand Alone System		
Battery		Model	vanadium redox flow		
		Manufacturer	Kokam		
Battery Pack Characteristics		Voltage	48 V	Nominal Capacity	208 Ah
		Nb. of units	1		
		Temperature	Fixed (20°C)		
Controller		Model	Universal controller with MPPT converter		
		Technology	MPPT converter	Temp coeff.	-5.0 mV/°C/elem.
Converter		Maxi and EURO efficiencies	97.0 / 95.0 %		
Battery Management control		Threshold commands as	SOC calculation		
		Charging	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx.	61.1 / 50.1 V
		Discharging	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx.	45.4 / 48.9 V
User's needs :		Daily household consumers average	Constant over the year 9.0 kWh/Day		

PVSYST V6.70			15/01/20	Page 2/4																																																				
Stand Alone System: Detailed User's needs																																																								
Project :		FEUP_PORTO																																																						
Simulation variant :		New simulation variant																																																						
Main system parameters																																																								
System type		Stand alone																																																						
PV Field Orientation	tilt	35°	azimuth	0°																																																				
PV modules	Model	Onyx Solar	Pnom	265 Wp																																																				
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total	2120 Wp																																																				
Battery	Model	vanadium redow flow	Technology	Lead-acid, general																																																				
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global	3286 kWh/year																																																				
Daily household consumers, Constant over the year, average = 9.0 kWh/day																																																								
Annual values																																																								
	Number	Power	Use	Energy																																																				
Lamps (LED or fluo)	4	10 W/lamp	4 h/day	160 Wh/day																																																				
TV / PC / Mobile	3	100 W/app	5 h/day	1500 Wh/day																																																				
Domestic appliances	1	500 W/app	4 h/day	2000 Wh/day																																																				
Fridge / Deep-freeze	1		24 Wh/day	799 Wh/day																																																				
Dish- & Cloth-washers	1		2 Wh/day	2000 Wh/day																																																				
Ventilation	1	100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day																																																				
Stand-by consumers			24 h/day	144 Wh/day																																																				
Total daily energy				9003 Wh/day																																																				
Hourly profile  <table border="1"><caption>Hourly Profile Data (Estimated)</caption><thead><tr><th>Hour</th><th>Fraction of daily energy</th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>100</td></tr><tr><td>1</td><td>100</td></tr><tr><td>2</td><td>100</td></tr><tr><td>3</td><td>100</td></tr><tr><td>4</td><td>100</td></tr><tr><td>5</td><td>100</td></tr><tr><td>6</td><td>100</td></tr><tr><td>7</td><td>100</td></tr><tr><td>8</td><td>100</td></tr><tr><td>9</td><td>650</td></tr><tr><td>10</td><td>650</td></tr><tr><td>11</td><td>650</td></tr><tr><td>12</td><td>1150</td></tr><tr><td>13</td><td>1100</td></tr><tr><td>14</td><td>650</td></tr><tr><td>15</td><td>100</td></tr><tr><td>16</td><td>100</td></tr><tr><td>17</td><td>100</td></tr><tr><td>18</td><td>450</td></tr><tr><td>19</td><td>450</td></tr><tr><td>20</td><td>450</td></tr><tr><td>21</td><td>450</td></tr><tr><td>22</td><td>450</td></tr><tr><td>23</td><td>100</td></tr><tr><td>24</td><td>100</td></tr></tbody></table>					Hour	Fraction of daily energy	0	100	1	100	2	100	3	100	4	100	5	100	6	100	7	100	8	100	9	650	10	650	11	650	12	1150	13	1100	14	650	15	100	16	100	17	100	18	450	19	450	20	450	21	450	22	450	23	100	24	100
Hour	Fraction of daily energy																																																							
0	100																																																							
1	100																																																							
2	100																																																							
3	100																																																							
4	100																																																							
5	100																																																							
6	100																																																							
7	100																																																							
8	100																																																							
9	650																																																							
10	650																																																							
11	650																																																							
12	1150																																																							
13	1100																																																							
14	650																																																							
15	100																																																							
16	100																																																							
17	100																																																							
18	450																																																							
19	450																																																							
20	450																																																							
21	450																																																							
22	450																																																							
23	100																																																							
24	100																																																							









ANEXO E: Relatório obtido pelo software SCE.ER



Relatório de simulação de sistema solar fotovoltaico																				
Sumário																				
Instalação em FEUP (Porto) 13,0 m² de módulos ONYX SOLAR_-16410989 montagem fixa com inclinação 35° e orientação 0°. Potência: 2,1 kW (nominal)			energia solar incidente: produção fotovoltaica potencial (DC): perdas de sistema (DC): perdas e consumos parasíticos (AC): produção (AC): autoconsumo (AC):			23 250 kWh/ano 3 607 kWh/ano -298 kWh/ano -147 kWh/ano 3 062 kWh/ano 1 255 kWh/ano			índices de desempenho produtividade técnica: 1426 kWh/kW instalado aproveitado: 597 kWh/kW instalado rendimento relativo: 78% (performance ratio) i.e. 13% da energia incidente necessidades cobertas: 38%											
Local e clima																				
NUTS III: Grande Porto			Município: Porto			Local: FEUP			elevação: Grande Porto malbedo: 5%			5%								
obstruções do horizonte																				
azimute:		E	-85°	-80°	-75°	-70°	-65°	-60°	-55°	-50°	NE	-40°	-35°	-30°	-25°	-20°	-15°	-10°	-5°	S
altura angular:		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
azimute:		S	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	NW	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	W
altura angular:		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Configuração e operação do sistema solar fotovoltaico																				
Sistema fotovoltaico ligado à rede, com 8 módulos ONYX SOLAR_-16410989 (13,0 m²) com inclinação 35° e orientação 0°. Potência nominal da instalação 2,1 kW; módulos organizados em 1 fileiras (strings). A tensão máxima é 32 V. Degradação máxima do rendimento dos módulos: 0,0% por ano (informação não utilizada em cálculos). Perdas ambientais: 1,0% por variação espectral, 3,0% por deposição de poeiras e sujidades sobre os módulos. Perdas eléctricas (DC): 2,5% na interconexão de módulos, 2,0% perdas resistivas gerais). Perdas operacionais: 6 horas (diurnas) para manutenção e reparação de avarias. Bloco de inversão e controlo típico A+ (97%) com eficiência 97,0% (definição Europeia). Perdas de 1,5% em transmissão e transformação para ligação à rede BT. Sem consumos parasíticos. Sem baterias. Sistema explorado em regime de autoconsumo.																				
Aproveitamento do recurso solar																				
radiação solar directa		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual						
horizontal (à superfície)		3,0	5,3	8,7	11,7	14,7	18,3	19,2	16,6	12,1	6,0	3,7	2,0	10,1	kWh/m².dia					
incidente nos módulos		6,2	9,1	11,9	13,2	14,0	16,2	17,6	17,3	15,3	9,4	7,3	4,5	11,8	kWh/m².dia					
absorvida pelos módulos		6,1	9,0	11,7	12,9	13,7	15,8	17,2	16,9	15,0	9,3	7,3	4,4	11,6	kWh/m².dia					
radiação solar global		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual						
no topo da atmosfera		14,6	20,0	27,3	34,6	39,7	41,7	40,6	36,3	29,8	22,4	16,0	13,0	28,0	kWh/m².dia					
na horizontal (à superfície)		6,4	9,9	15,0	19,4	23,3	26,6	26,9	23,5	18,0	11,4	7,5	5,0	16,1	kWh/m².dia					
incidente nos módulos		10,2	14,5	18,8	21,2	22,7	24,6	25,4	24,6	21,9	15,6	11,8	7,9	18,3	kWh/m².dia					
absorvida pelos módulos		9,9	14,0	18,1	20,5	21,9	23,7	24,5	23,8	21,2	15,1	11,4	7,7	17,6	kWh/m².dia					
Desempenho energético																				
temperatura		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual						
ambiente (média diária)		10	11	13	14	16	20	22	22	20	17	13	11	16	°C					
nos módulos (média diurna)		30	31	35	34	36	39	43	49	48	43	39	32	38	°C					
energia		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual						
radiação solar incidente		1 107	1 415	2 028	2 217	2 443	2 868	2 742	2 656	2 292	1 686	1 237	858	23 250	kWh					
produção fotovoltaica (DC)		180	229	321	349	380	405	412	398	346	264	198	137	3 607	kWh					
perdas do sistema (DC)		-15	-19	-27	-29	-31	-33	-34	-33	-29	-22	-16	-11	-298	kWh					
consumos parasíticos (AC)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh					
outras perdas (AC)		-7	-9	-13	-14	-16	-17	-17	-16	-14	-11	-8	-6	-147	kWh					
produção disponível (AC)		153	194	273	296	323	344	350	338	294	225	168	117	3 062	kWh					
necessidades do edifício (AC)		279	252	279	270	279	279	279	279	270	279	270	279	3 285	kWh					
autoconsumo (AC)		77	87	110	115	127	126	129	123	110	102	82	65	1 255	kWh					
acumulado entregue à rede, passível de remuneração (AC)		76	182	345	526	722	928	1 149	1 255	1 255	1 255	1 255	1 255	1 255	kWh					
Avaliação do desempenho																				
rendimento global: 13%		da energia incidente				produtividade técnica		1426 kWh/kW instalado												
rendimento relativo: 78%		(performance ratio)				exploração real		597 kWh/kW instalado												
				(sistema provavelmente sobredimensionado)		i.e.		236 kWh/m² instalado												
								97 kWh/m² instalado												
Análise para DL 153/2014 (Unidades de Produção Distribuída)																				
Potência do sistema: 2,1 kW		— deve ser menor que a potência contratada																		
3 062 kWh < 3 285 kWh		[produção anual < consumo anual]																		
Passível de remuneração: 1 255 kWh																				

04/02/2020 23:18

i017513

ANEXO F: Valores por kWh de consumo da EDP Eletricidade

Tarifa de Eletricidade da EDP					
Potência Contratada (kVA)	Simples		Bi-horário		
	Potência (€/ano)	Energia (€/kWh)	Potência (€/ano)	Fora vazio	Vazio
1.15	44.968	0.1529			
2.3	64.167	0.1548			
3.45	83.658000	0.14560	87.93	0.18750	0.10080
4.60	105.448500	0.15020	107.78	0.18810	0.10110
5.75	125.669500	0.15150	127.46	0.18820	0.10120
6.90					
10.35	202.538500	0.15110	205.57	0.18790	0.10100
13.80	263.347500	0.15280	265.25	0.18860	0.10140
17.25	323.171000	0.15440	324.16	0.19000	0.10150
20.70	384.600500	0.15550	384.13	0.19060	0.10180

ANEXO G: Resultados da Análise de Viabilidade Financeira

Cenário A										
Inflação da Eletricidade [%]	Lifetime (years)	Tarifa [€]	Taxa de Atualização [%]		VAL	TIR	Payback			
3	25	0,1548	5,5		-198,86 €	-	-			
Ano	Investimento [€]	Preço Eletricidade S/IVA [€]	Faturação S/FV [€]	Consumo [kWh]	Produção C/FV [kWh]	Faturação C/FV [€]	Poupança Anual [€]	Cash-Flow [€]	Cash-Flow Atualizado [€]	Cash-Flow Acumulado [€]
0	9740	0	0	0	0	0	0	-9740	-9740,00	-9740
1	0	0,1548	625,67	3286	3060	43,03	582,64	582,64	552,26	-9187,74
2	0	0,1594	644,44	3286	3031,70	49,87	594,56	594,56	534,19	-8653,55
3	0	0,1642	663,77	3286	3003,65	57,03	606,74	606,74	516,71	-8136,85
4	0	0,1692	683,68	3286	2975,87	64,53	619,16	619,16	499,79	-7637,05
5	0	0,1742	704,19	3286	2948,34	72,36	631,83	631,83	483,44	-7153,61

6	0	0,1795	725,32	3286	2921,07	80,55	644,77	644,77	467,62	-6686,00
7	0	0,1848	747,08	3286	2894,05	89,11	657,97	657,97	452,31	-6233,69
8	0	0,1904	769,49	3286	2867,28	98,05	671,44	671,44	437,51	-5796,18
9	0	0,1961	792,58	3286	2840,76	107,39	685,19	685,19	423,19	-5372,99
10	0	0,2020	816,35	3286	2814,48	117,14	699,21	699,21	409,34	-4963,65
11	0	0,2080	840,84	3286	2788,45	127,32	713,53	713,53	395,94	-4567,70
12	0	0,2143	866,07	3286	2762,65	137,94	728,13	728,13	382,99	-4184,72
13	0	0,2207	892,05	3286	2737,10	149,01	743,04	743,04	370,45	-3814,26
14	0	0,2273	918,81	3286	2711,78	160,56	758,25	758,25	358,33	-3455,94
15	0	0,2341	946,38	3286	2686,70	172,60	773,78	773,78	346,60	-3109,34
16	0	0,2412	974,77	3286	2661,84	185,15	789,62	789,62	335,26	-2774,08
17	0	0,2484	1004,01	3286	2637,22	198,23	805,78	805,78	324,28	-2449,80
18	0	0,2559	1034,13	3286	2612,83	211,85	822,28	822,28	313,67	-2136,12
19	0	0,2635	1065,16	3286	2588,66	226,04	839,11	839,11	303,41	-1832,72
20	0	0,2714	1097,11	3286	2564,71	240,82	856,29	856,29	293,48	-1539,24
21	0	0,2796	1130,03	3286	2540,99	256,20	873,82	873,82	283,87	-1255,37
22	0	0,2880	1163,93	3286	2517,49	272,21	891,71	891,71	274,58	-980,79
23	0	0,2966	1198,84	3286	2494,20	288,88	909,97	909,97	265,59	-715,19
24	0	0,3055	1234,81	3286	2471,13	306,21	928,60	928,60	256,90	-458,29
25	0	0,3147	1271,85	3286	2448,27	324,25	947,61	947,61	248,49	-209,80

CENÁRIO B											
Inflação da Eletricidade [%]	Lifetime (years)	Tarifa [€]	Taxa de Atualização [%]	Remuneração da rede elétrica [€/kWh]	VAL [€]	TIR [%]	Payback [anos]				
3	25	0,1548	5,5	0,05	5 832,11	18	7				
Ano	Investimento [€]	Preço Eletricidade S/IVA [€]	Faturação S/FV [€]	Consumo [kWh]	Produção C/FV [kWh]	Faturação C/FV [€]	Poupança Anual [€]	Remuneração + Poupança Anual [€]	Cash-Flow [€]	Cash-Flow Atualizado [€]	Cash-Flow Acumulado [€]
0	3600	0	0	0	0	0	0	0	-3600	-3600,00	-3600
1	0	0,1548	625,67	3286	3060	43,03	582,64	599,24	599,24	568,00	-3032,00
2	0	0,1594	644,44	3286	3031,70	49,87	594,56	611,16	611,16	549,10	-2482,90
3	0	0,1642	663,77	3286	3003,65	57,03	606,74	623,34	623,34	530,84	-1952,06
4	0	0,1692	683,68	3286	2975,87	64,53	619,16	635,76	635,76	513,19	-1438,87
5	0	0,1742	704,19	3286	2948,34	72,36	631,83	648,43	648,43	496,14	-942,73
6	0	0,1795	725,32	3286	2921,07	80,55	644,77	661,37	661,37	479,65	-463,07
7	0	0,1848	747,08	3286	2894,05	89,11	657,97	674,57	674,57	463,72	0,65
8	0	0,1904	769,49	3286	2867,28	98,05	671,44	688,04	688,04	448,33	448,98
9	0	0,1961	792,58	3286	2840,76	107,39	685,19	701,79	701,79	433,44	882,42
10	0	0,2020	816,35	3286	2814,48	117,14	699,21	715,81	715,81	419,06	1301,48
11	0	0,2080	840,84	3286	2788,45	127,32	713,53	730,13	730,13	405,16	1706,63
12	0	0,2143	866,07	3286	2762,65	137,94	728,13	744,73	744,73	391,72	2098,35

13	0	0,2207	892,05	3286	2737,10	149,01	743,04	759,64	759,64	378,73	2477,08
14	0	0,2273	918,81	3286	2711,78	160,56	758,25	774,85	774,85	366,17	2843,25
15	0	0,2341	946,38	3286	2686,70	172,60	773,78	790,38	790,38	354,04	3197,29
16	0	0,2412	974,77	3286	2661,84	185,15	789,62	806,22	806,22	342,30	3539,59
17	0	0,2484	1004,01	3286	2637,22	198,23	805,78	822,38	822,38	330,97	3870,56
18	0	0,2559	1034,13	3286	2612,83	211,85	822,28	838,88	838,88	320,00	4190,56
19	0	0,2635	1065,16	3286	2588,66	226,04	839,11	855,71	855,71	309,41	4499,97
20	0	0,2714	1097,11	3286	2564,71	240,82	856,29	872,89	872,89	299,17	4799,14
21	0	0,2796	1130,03	3286	2540,99	256,20	873,82	890,42	890,42	289,26	5088,40
22	0	0,2880	1163,93	3286	2517,49	272,21	891,71	908,31	908,31	279,69	5368,09
23	0	0,2966	1198,84	3286	2494,20	288,88	909,97	926,57	926,57	270,44	5638,53
24	0	0,3055	1234,81	3286	2471,13	306,21	928,60	945,20	945,20	261,50	5900,03
25	0	0,3147	1271,85	3286	2448,27	324,25	947,61	964,21	964,21	252,85	6152,88