

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Implementação de produção fotovoltaica para autoconsumo numa instalação industrial

João Pedro Pinho Lima

VERSÃO DE TRABALHO

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Dr José Rui da Rocha Pinto Ferreira

3 de Abril de 2020

Resumo

A presente dissertação enquadra-se no âmbito da eficiência energética e tem por objetivo o estudo energético e económico de uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico, de modo a determinar a potência ideal a instalar para maximizar a poupança obtida em 25 anos de funcionamento e que o retorno financeiro desta implementação seja obtido no máximo em 7 anos. Realizar esta dissertação implicou ter presentes conceitos associados à conversão de energia solar em energia elétrica, bem como conhecimentos da tecnologia fotovoltaica atual e ainda de ferramentas usadas na previsão e dimensionamento de produções de uma dada unidade de autoconsumo.

Numa primeira parte, foram escolhidos os equipamentos a utilizar e realizou-se a análise de dados mais básicos, como os valores do consumo da empresa e os dados de produção de uma sistema fotovoltaico localizado no Porto, com dados em intervalos de tempo de 15 minutos, durante um ano. Todo o processo de análise de dados foi realizado de maneira a ser possível utilizar a ferramenta Solver do software Excel para se obter a potência instalada ideal a ser implementada.

Numa segunda fase, começou-se a analisar todos os parâmetros relevantes numa instalação, como o autoconsumo, energia injetada e energia que continua a ser exigida à rede.

Após esta análise, procedeu-se então ao cálculo económico, onde se efetuou a divisão dos intervalos de tempo em períodos (Ponta, Cheia, VazioNormal e SuperVazio), tendo em atenção a alteração destes nos períodos legais de Verão e Inverno. Calculou-se todos os custos do consumo e poupanças realizadas com autoconsumo, remuneração da venda da energia excedente e diminuições de tarifas pagas. Foi também nesta secção que foram analisadas todas as despesas provenientes da implementação do sistema fotovoltaico.

Depois de todos estes cálculos, foram idealizados diferentes casos, segundo diferentes limitações, onde se concluiu que a potência ideal para ser instalada assumia o valor de 583,5 kW.

Por fim, foi analisada a implementação deste sistema, considerando que a empresa pudesse estar localizada num local distinto, de modo a se perceber que diferenças existem em sistemas idênticos, quando implementados em locais diferentes. Percebeu-se que, mesmo tendo perfis de consumo iguais, a implementação ideal variava nos dois locais, onde a potência ideal a ser instalada em Grândola assumiu o valor de 654,9 kW.

Abstract

The present dissertation falls within the scope of energy efficiency and aims at the energy and economic study of a production unit for photovoltaic self-consumption, in order to determine the ideal power to be installed to maximize the savings obtained in 25 years of operation and the financial return of this implementation is obtained in a maximum of 7 years. Carrying out this dissertation meant having in mind concepts associated with the conversion of solar energy into electrical energy, as well as knowledge of current photovoltaic technology and tools used in forecasting and dimensioning the production of a given self-consumption unit.

In the first part, the equipment to be used was chosen and the basic data was analyzed, such as the company's consumption values and the production data of a photovoltaic system located in Porto, with data in 15 minute intervals, for a year. The entire data analysis process was carried out in order to be able to use the Solver tool of the Excel software to obtain the ideal installed power to be implemented.

In a second phase, all relevant parameters in an installation started to be analyzed, such as self-consumption, injected energy and energy that continues to be demanded from the network.

After this analysis, we proceeded to the economic calculation, where the time intervals were divided into periods (Peak, Full, Empty and Super Empty), taking into account the change of these in the legal periods of Summer and Winter. All consumption costs and savings made with self-consumption, remuneration for the sale of surplus energy and reductions in tariffs paid were calculated. It was also in this section that all expenses arising from the implementation of the photovoltaic system were analyzed.

After all these calculations, different cases were conceived, according to different limitations, where it was concluded that the ideal power to be installed assumed the value of 583.5 kW.

Finally, the implementation of this system was analyzed, considering that the company could be located in a different location, in order to realize that differences exist in identical systems, when implemented in different locations. It was noticed that, despite having equal consumption profiles, the ideal implementation varied in both locations, where the ideal power to be installed, in Grândola, assumed the value of 654.9 kW.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, a quem dedico esta dissertação, pois foram eles que me proporcionaram a possibilidade de realizar esta minha etapa. Quero agradecer a educação que me proporcionaram e todo o carinho que me deram durante toda a minha vida.

Agradeço à minha irmã, Mariana Lima, pela paciência que teve e por me ouvir quando estava menos feliz, nos dias maus. Espero um dia poder fazer o mesmo por ela.

Agradeço à minha namorada, Joana Silva, por toda a ajuda, dedicação e amor que demonstrou durante estes últimos 5 anos. Foi muito importante para mim e espero que continue a ser no nosso futuro. Só o facto de a ter conhecido já faz com que tenha valido a pena ter entrado nesta faculdade.

Agradeço também ao Tiago Marques, amigo que durante os últimos 6 meses esteve comigo praticamente todos os dias. Batalhamos juntos para compreender e realizar as nossas dissertações, estou grato pela sua fausta ajuda.

Agradeço a M&A, onde deixo um obrigado especial aos Nandinhos, por serem a família que me acolheu todos estes anos, na faculdade.

Agradeço por último ao meu orientador, Professor José Rui Ferreira, por todo o tempo que dispendeu para me ouvir e por todo o seu apoio na realização desta dissertação.

Um muito obrigado a todos, pois sem vocês não teria conseguido.

João Lima

“Passamos a vida toda a prepararmo-nos para 3 ou 4 momentos.”

Vladimiro Miranda

Conteúdo

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Estrutura	2
2 Estado da Arte	3
2.1 Energia Solar	3
2.2 Radiação Solar	4
2.3 Energia Fotovoltaica	8
2.4 Células Fotovoltaicas	9
2.4.1 Princípios de Funcionamento	9
2.4.2 Estrutura e Função da Célula Fotovoltaica	11
2.4.3 Tipos de Célula	12
2.5 Características Elétricas das Células Fotovoltaicas	14
2.6 Curva Característica I-V	16
2.7 Associação de Células Fotovoltaicas	18
2.8 Composição de um Sistema Fotovoltaico	18
2.9 UP - Unidade de Produção	19
3 Legislação	21
4 Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para Autoconsumo	25
4.1 Escolha dos Equipamentos	26
4.1.1 Módulos Fotovoltaicos	26
4.1.2 Inversores	26
4.2 Tratamento de Dados	27
4.2.1 Produção	27
4.2.2 Consumo	28
4.2.3 Análise dos Restantes Parâmetros Energéticos	28
4.2.4 Análise Económica	29
5 Análise e Discussão de Resultados do Primeiro Caso	33
5.1 Primeira Análise: tendo em consideração a remuneração da energia excedente	33
5.2 Segunda análise: sem ter em consideração a remuneração da energia excedente	36
5.3 Terceira análise: limitar a energia injetada na rede a 10%	38

5.4	Comparação das 3 análises	40
6	Análise e Discussão de Resultados do Segundo Caso: Alteração do Local	43
6.1	Primeira comparação: a mesma potência instalada (583,5 kW) nas diferentes regiões	43
6.2	Segunda comparação: o melhor caso de cada região	45
7	Conclusão e Trabalho Futuro	49
7.1	Conclusão	49
7.2	Trabalho Futuro	50
	Bibliografia	51
A		53
A.1	Fichas Técnicas	53
A.2	Gráficos do consumo e da produção das instalações, com diferentes potências instaladas, com desempenho de 80%	57

Lista de Figuras

2.1	Evolução da potência instalada das tecnologias renováveis em Portugal entre 2010 e Agosto de 2019	4
2.2	Espectro eletromagnético.	5
2.3	Linha do zênite e ângulo zenital.	6
2.4	Radiação global, sendo esta a soma de radiações diretas e difusas.	6
2.5	Irradiação Solar típica em Portugal	7
2.6	Efeito fotoelétrico	8
2.7	Representação do gap de energia (banda proibida)	9
2.8	Representação da camada p-n, com eletrões e lacunas	10
2.9	Estrutura de uma célula fotovoltaica	12
2.10	Eficiência máxima de diferentes tipos de células fotovoltaicas	14
2.11	Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica	16
2.12	Curva Característica I-V	16
2.13	Alterações da curva I-V com a variação da irradiação	17
2.14	Alterações da curva I-V com a variação da temperatura	17
3.1	Resumo das condições de acesso para uma UPAC, de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014	22
4.1	Preço das tarifas de acesso às redes de MT	30
4.2	Gráfico da variação do preço da eletricidade, em 2019, no MIBEL	31
5.1	Produção e consumo no maior dia do ano na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.	34
5.2	Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.	34
5.3	Produção e consumo no maior dia do ano, na primeira análise com 80% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.	34
5.4	Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 80% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.	34
5.5	Sobreposição da Produção e do Consumo durante um ano, referente à potência instalada de 583,5 kW.	35
5.6	Produção e consumo no maior dia do ano na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 450,3 kW.	36
5.7	Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 450,3 kW.	36
5.8	Sobreposição da Produção e do Consumo, durante um ano referente à potência instalada de 450,3 kW	37

5.9	Produção e consumo no maior dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho, com uma potência instalada de 305,1 kW.	39
5.10	Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 305,1 kW.	39
5.11	Sobreposição da Produção e do Consumo, durante um ano referente à potência instalada de 305,1 kW.	39
6.1	Sobreposição da Produção e do Consumo durante um ano, referente à potência instalada de 583,5 kW, no Alentejo.	43
6.2	Comparação da produção e consumo no maior dia do ano para a região do Porto.	45
6.3	Comparação da produção e consumo no menor dia do ano para a região do Porto.	45
6.4	Comparação da produção e consumo no maior dia do ano para a região do Alentejo.	45
6.5	Comparação da produção e consumo no menor dia do ano para a região do Alentejo.	45
6.6	Comparação da produção e consumo no maior dia do ano para a região do Alentejo.	46
6.7	Comparação da produção e consumo no menor dia do ano para a região do Alentejo.	46
6.8	Sobreposição da Produção e do Consumo durante um ano, referente à potência instalada de 654,9 kW, no Alentejo.	46
A.1	Ficha Técnica do módulo utilizado	53
A.2	Continuação da Ficha Técnica do módulo utilizado	54
A.3	Ficha Técnica do inversor utilizado	55
A.4	Continuação da Ficha Técnica do inversor utilizado	56
A.5	Produção e consumo no maior dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 450,3 kW	57
A.6	Produção e consumo no menor dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 450,3 kW	57
A.7	Produção e consumo no maior dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 305,1 kW	58
A.8	Produção e consumo no menor dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 305,1 kW	58
A.9	Produção e consumo no maior dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 583,5 kW	58
A.10	Produção e consumo no menor dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 583,5 kW	59
A.11	Produção e consumo no maior dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 654,9 kW	59
A.12	Produção e consumo no menor dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 654,9 kW	59

Lista de Tabelas

4.1	Especificações do módulo MEPV 300 MONO	26
4.2	Especificações do inversor SUN2000-36KTL	27
4.3	Divisão dos dias, nos diferentes períodos legais do ano.	29
4.4	Preço da energia exigida à rede	29
5.1	Dados de instalação e produção da primeira análise	35
5.2	Dados económicos da primeira análise	35
5.3	Valores anuais indicativos da poupança anual da primeira análise	36
5.4	Dados de instalação e produção da segunda análise	37
5.5	Dados económicos da segunda análise	37
5.6	Valores anuais indicativos da poupança anual da segunda análise	38
5.7	Comparação do investimento e da poupança para a primeira e segunda análise. . .	38
5.8	Dados económicos da terceira análise	39
5.9	Valores anuais indicativos da poupança anual da terceira análise	40
5.10	Dados de instalação e produção da terceira análise	40
5.11	Comparação do investimento e da poupança para a primeira e terceira análise. . .	40
5.12	Comparação do investimento e da poupança para as três análises.	41
5.13	Comparação do investimento e da poupança para as três análises, sem contabilizar a remuneração da energia excedente.	41
6.1	Dados de instalação e produção para ambas as regiões	44
6.2	Dados económicos de ambas as regiões	44
6.3	Valores anuais indicativos da poupança anual de ambas as regiões	44
6.4	Dados de instalação e produção para ambas as regiões	47
6.5	Dados económicos de ambas as regiões	47
6.6	Valores anuais indicativos da poupança anual de ambas as regiões	47

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

a-Si	Silício Amorfo
a-Si/ μ c-Si	Silício Micro-amorfo
AM	Massa de ar
BT	Baixa Tensão
CdTe	<i>Cadmium Telluride</i>
CER	Comunidade de Energia Renovável
CIGS	<i>Copper Indium-Gallium Diselenide</i>
CIS	<i>Copper Indium Selenide</i>
Cur	Comercializador de Último Recurso
DL	Decreto-Lei
FV	Fotovoltaico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
NOCT	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i>
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia
PT	Posto de Transformação
RESP	Redes do Sistema elétrico de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

Lista de Símbolos

λ	Comprimento de Onda
θ_z	Ângulo Zenital
μ	Unidade Micro
η	Eficiência
€	Euro

Capítulo 1

Introdução

Esta dissertação é apresentada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores (MEEC) da Faculdade de Engenharia de Universidade do Porto (FEUP).

1.1 Motivação

Com a crescente preocupação do uso extenuante de combustíveis fósseis, do aumento da poluição e da crise climática surge a necessidade de procurar soluções para diminuir significativamente a pegada ecológica.

Em Portugal, 52,6% da produção total de energia, em 2018, foi proveniente de fontes renováveis. Aumentar a produção de energia através de fontes renováveis e reduzir os custos associados à sua utilização são a motivação deste trabalho. [4]

Esta é uma das vantagens que um sistema fotovoltaico orientado para o autoconsumo apresenta. O sistema necessita de estar corretamente dimensionado e sofrer a devida manutenção durante o seu tempo de funcionamento, de modo a garantir o retorno financeiro e a sua correta exploração.

1.2 Objetivos

O presente trabalho teve como objetivo realizar um estudo que nos permitisse determinar a potência ideal a instalar num sistema fotovoltaico, para que se maximizasse a poupança na fatura energética anual de uma empresa, num período de funcionamento de 25 anos. Teve-se como limitação o retorno do investimento no tempo máximo de 7 anos. Realizou-se também um estudo que tinha como objetivo comparar instalações iguais situadas em locais diferentes, uma no Porto e outra em Grândola (Alentejo), de modo a analisar-se as diferenças de produção e definir a potência

ideal, com as mesmas limitações iniciais, na segunda localização.

Para isto foram analisados os dados fornecidos acerca do consumo de uma empresa e os dados de produção de um sistema fotovoltaico, situados no mesmo local, criando assim um modelo teórico do sistema a ser implementado.

1.3 Estrutura

Este relatório encontra-se dividido em 6 capítulos, sendo o primeiro capítulo de Introdução ao mesmo.

No segundo capítulo, Estado da Arte, é feita uma introdução da energia fotovoltaica e da sua evolução. Também foi realizada uma descrição de um sistema fotovoltaico, do seu princípio de funcionamento, das suas características e dos componentes necessários à sua implementação.

No terceiro capítulo, Legislação, é apresentado um resumo do Decreto-Lei nº 153/2014 e do Decreto-Lei nº 162/2019, comparando as suas principais diferenças e realçando os aspectos abordados considerados mais relevantes para a implementação de um sistema fotovoltaico destinado ao autoconsumo.

No quarto capítulo, Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para Autoconsumo, são escolhidos os equipamentos utilizados no sistema fotovoltaico, ocorre o tratamento dos dados iniciais (perfil de consumo de uma empresa e dados da produção de uma instalação fotovoltaica inicial) e são realizados todos os cálculos necessários para a obtenção da potência ideal a instalar, perante diferentes limitações impostas, originando diferentes análises.

No quinto capítulo, Discussão de resultados, é onde ocorre a comparação das análises produzidas na secção anterior.

No sexto capítulo encontra-se a Análise e discussão de resultados da alteração do local de funcionamento da empresa, onde é estudada a implementação de uma instalação em dois locais, Porto e Alentejo. Finalizando esta parte dimensionou-se a instalação do Alentejo de modo a obter-se a potência ideal cumprindo o objetivo imposto.

O sétimo, e último, capítulo, Conclusão, enuncia todas as conclusões retiradas das análises desta dissertação e faz referência a possíveis trabalhos serem realizados no futuro de modo a complementar este estudo.

Capítulo 2

Estado da Arte

Com toda a preocupação crescente acerca das alterações climáticas que o nosso planeta tem vindo a sofrer, a energia proveniente de produção renovável é cada vez mais aliciante.

2.1 Energia Solar

A radiação solar pode tanto ser utilizada diretamente, como fonte de energia térmica para aquecimento de espaços, de fluidos ou para geração de potência mecânica ou elétrica, ou pode ser utilizada convertendo-se em energia elétrica através de efeitos sobre determinados materiais, onde se destacam os efeitos termoelétricos e fotovoltaicos. [10]

O aproveitamento térmico para aquecimento de espaços (aquecimento solar passivo) ocorre através da absorção ou da penetração de radiação solar nas infraestruturas, reduzindo as necessidades de iluminação e de aquecimento dos mesmos. Este aproveitamento é dependente da qualidade da arquitetura e da construção dos ambientes, devendo ser otimizado em direção a um balanço ideal entre ambos os fatores. [10]

Quanto ao aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito através de concentradores e coletores solares. Os coletores são normalmente utilizados para aquecimento de água em aplicações residenciais e comerciais. Já os concentradores destinam-se a aplicações onde temperaturas mais elevadas são necessárias, como para produção de vapor ou secagem de grão. No caso da produção de vapor, ainda pode existir um aproveitamento mecânico obrigando o vapor a passar por uma turbina, produzindo assim energia elétrica com o auxílio de um gerador. [10]

A geração fotovoltaica é um processo um pouco mais complexo, no entanto a sua implementação tem vindo a aumentar a passos largos, tendo sido a tecnologia, em termos relativos, que mais cresceu, nos últimos 10 anos, tendo evoluído de uma potência instalada residual para 784 MW de potência instalada. É necessário continuar a estudar uma forma de melhorar a sua eficiência, como

também originar novos apoios de modo a auxiliar a implementação de centrais produtoras que são dispendiosas, para que esta tecnologia continue a crescer. [10]

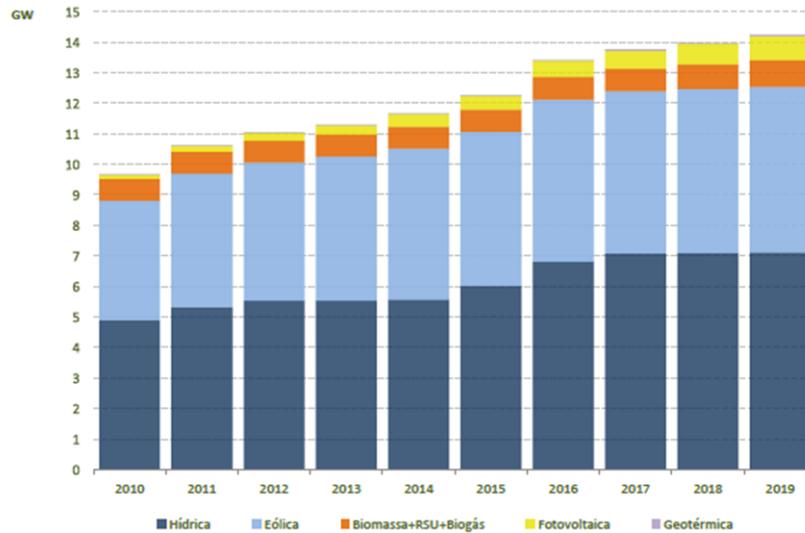


Figura 2.1: Evolução da potência instalada das tecnologias renováveis em Portugal entre 2010 e Agosto de 2019

2.2 Radiação Solar

A energia do Sol é transmitida através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Esta radiação é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem diferentes frequências e comprimentos de onda. A energia que uma onda pode transmitir está associada à sua frequência, quanto maior a frequência, maior a energia transmitida. O comprimento de onda é sempre menor quanto maior a frequência, sendo inversamente proporcional a esta. A equação de Planck-Einstein, mostra a relação entre a frequência e a energia de uma onda eletromagnética:

$$E = h \cdot f \quad (2.1)$$

Em que:

- E é a energia da onda, expressa em Joules [J];
- f a sua frequência, expressa em Hertz [Hz];
- h, é uma constante física de proporcionalidade, constante de Planck, que tem como valor $6,636 \times 10^{-34}$ Joule por segundo [J.s];

A luz viaja a uma velocidade constante no vácuo, aproximadamente 300.000 km/s. [12]

$$c = \lambda \cdot f \quad (2.2)$$

Em que:

- c é a velocidade da luz, 300.000km/s aproximadamente;
- λ é o comprimento de onda, expresso em metros;
- f é a frequência da onda, em Hertz;

A fórmula 2.2 relaciona a frequência, o comprimento de onda e a velocidade da onda eletromagnética.

As ondas eletromagnéticas provenientes do Sol podem produzir vários efeitos em objetos e/ou seres vivos. Parte dessas ondas pode ser captada pelo olho humano, luz visível. Porém existe também parte da radiação solar que não pode ser percebida pelo olho humano, sendo a sua presença percebida de outras formas. [12]

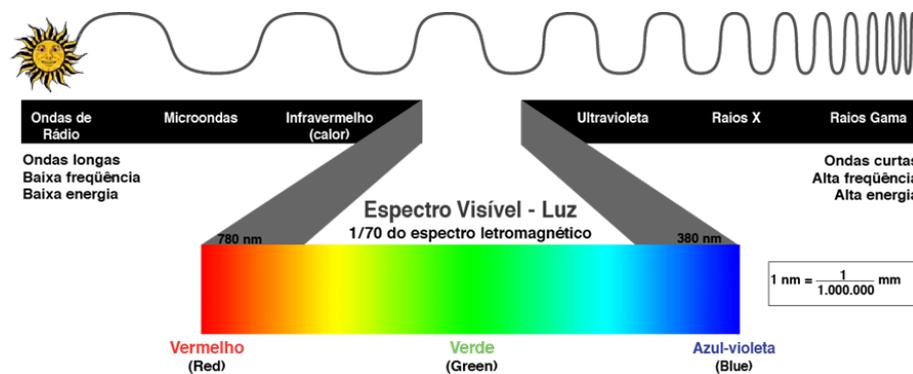


Figura 2.2: Espectro eletromagnético.

A radiação solar sofre alterações quando atravessa a atmosfera da Terra. As características da radiação solar dependem da espessura da camada de ar e da composição da atmosfera. A espessura da camada de ar atravessada depende do comprimento do trajeto até o solo. Este trajeto é dependente da inclinação do Sol em relação ao ângulo zenital do Sol. O zênite é uma linha imaginária perpendicular ao solo. O ângulo zenital do Sol é zero quando este se encontra exatamente acima do observador. Na Figura 2.3, é possível observar um exemplo da linha do zênite e do ângulo zenital. [12]

A distribuição de energia do espectro de radiação solar depende da localização geográfica e da altura (hora e dia do ano), das condições climáticas, da composição da atmosfera, da altitude e

de outros fatores. Ou seja, em diferentes partes do mundo a distribuição da energia vai ser diferente e, comparando o mesmo local, a distribuição de energia também vai ser diferente em dias do ano diferentes. [12]

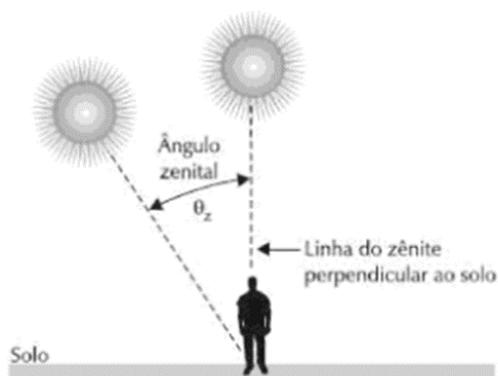


Figura 2.3: Linha do zênite e ângulo zenital.

A radiação que atinge uma superfície é composta por raios solares que chegam de todas as direções e são absorvidos, espalhados e refletidos por moléculas de ar, vapor, poeira e nuvens. A radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa. A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol, enquanto que a radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano, resultado da difração na atmosfera e reflexão da luz na poeira, nuvens ou em outros objetos. Ambas as radiações estão exemplificadas na Figura 2.4. [12]

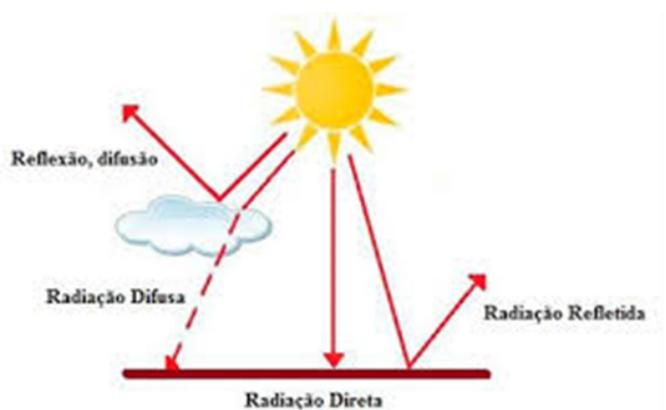


Figura 2.4: Radiação global, sendo esta a soma de radiações diretas e difusas.

A grandeza utilizada para quantificar a radiação solar é a irradiância expressa em W/m^2 e trata-se de uma unidade de potência por área. Na superfície terrestre a irradiação solar está normalmente à volta de $1000 W/m^2$, este valor é adotado como valor padrão na indústria fotovoltaica

para a especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos. Com este valor padrão as eficiências das células de diversos fabricantes podem ser especificadas e comparadas com base numa condição padrão de radiação solar. Ao medir-se a irradiância com sensores e armazenando-se os valores obtidos ao longo de um dia, pode-se calcular a quantidade de energia recebida do Sol por uma determinada área naquele dia. O mesmo procedimento utiliza-se para calcular a energia recebida numa semana, mês ou num ano. [12]

A irradiação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar incidente sobre uma determinada área, de superfície plana, durante um determinado intervalo de tempo, exprimindo-se em Wh/m^2 . O watt-hora é uma unidade de energia e o watt-hora por metro quadrado é uma unidade que exprime a densidade de energia por área. A medição da irradiação é muito útil para se fazer o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Para dimensionamentos rápidos destes sistemas, sem necessidade de muita precisão, é possível utilizar mapas de irradiação que mostram o valor de energia por metro quadrado, recebida pelo Sol diariamente em diversas regiões, Figura 2.5. Destaca-se que a irradiação de um determinado local é diferente em cada dia do ano. [12]

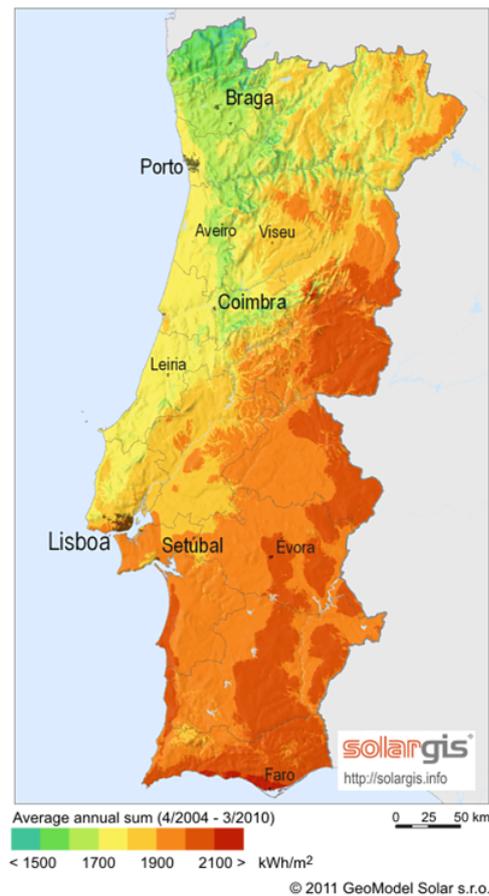


Figura 2.5: Irradiação Solar típica em Portugal

O mapa de irradiação solar, mostra a energia recebida do Sol em determinado local, ao nível

do solo. [12]

Irradiância, expressa em W/m^2 , é a medida de potência por metro quadrado, ou seja, densidade de potência. [12]

Irradiação, expressa em Wh/m^2 , é a medida de energia por metro quadrado. [12]

2.3 Energia Fotovoltaica

O aproveitamento da energia fornecida pelo Sol para produção de eletricidade não é um objetivo recente. Edmond Becquerel foi quem descobriu o efeito fotovoltaico, em 1839, quando verificou que placas metálicas, de prata ou platina, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz. Mas só em 1877 é que foi desenvolvido o primeiro dispositivo de produção de eletricidade por exposição à luz. Em 1905, a explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein, que deu ao cientista alemão o prêmio Nobel da Física de 1921. O efeito fotoelétrico ocorre quando há emissões de elétrons num determinado material. Geralmente, esse efeito é produzido em materiais metálicos quando são expostos a uma radiação eletromagnética, como a luz. Quando isso acontece, essa radiação arranca os elétrons da superfície, Figura 2.6. Dessa maneira, as ondas eletromagnéticas envolvidas com esse fenômeno transferem energia aos elétrons, Einstein fez a suposição revolucionária de que a luz, até então considerada como um fenômeno ondulatório, poderia também ser concebida como constituída por conteúdos energéticos que obedecem a uma distribuição discreta, os fótons. Logo, a energia da radiação estaria concentrada numa parte da onda eletromagnética, e não distribuída sobre ela, como afirmava Hertz. [11]

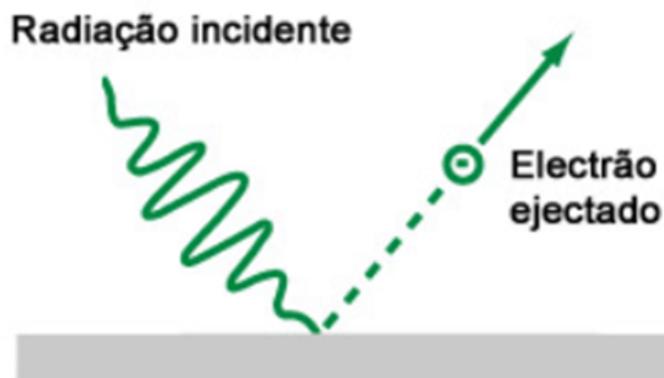


Figura 2.6: Efeito fotoelétrico

A descoberta deste efeito veio despertar o interesse e permitir novos desenvolvimentos na área, avançando-se no estudo da física quântica e na física de semicondutores, assim como nas técnicas

de dopagem e purificação do silício. Com a corrida espacial esta tecnologia assume uma nova relevância, já que as células fotovoltaicas iam ser utilizadas para produção de energia nos satélites. Esta necessidade levou a uma grande melhoria da eficiência, na década de 1960, na conversão de energia o que tornou esta forma de produção viável. Também por volta desta altura começam a surgir aplicações terrestres que justificavam o uso de tecnologia de produção fotovoltaica, como sistemas de telecomunicação remotos e bóias de navegação. [11]

2.4 Células Fotovoltaicas

As primeiras células fotovoltaicas foram fabricadas em selênio por C.E. Frits em 1883. Em 1950, nos Laboratórios Bell, foram fabricadas as primeiras células fotovoltaicas baseado no avanço tecnológico de dispositivos semicondutores. Estes sistemas foram construídos a partir de lâminas de silício cristalino e atingiram uma eficiência de conversão de energia, solar em elétrica, de 6%. [9]

Hoje em dia, o mercado de células fotovoltaicas é predominante em lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino). Outras tecnologias comercializadas são à base de silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino ($\mu\text{c-Si}$), silício crescido em fitas (Si-fitas), filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). [9]

2.4.1 Princípios de Funcionamento

Semicondutores são caracterizados por conterem uma banda de valência, totalmente preenchida por elétrões, e uma banda de condução, totalmente desprovida de elétrões, na temperatura do zero absoluto (0 K), logo um semicondutor a 0 K comporta-se como um isolador. À medida que a temperatura aumenta, os elétrões absorvem energia passando para a banda de condução. A energia necessária para que o elétron realize a transição de bandas é representado pelo gap de energia (ou banda proibida), Figura 2.7. [9]

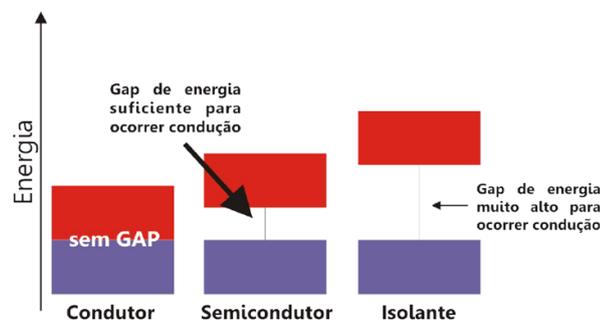


Figura 2.7: Representação do gap de energia (banda proibida)

Os principais elementos semicondutores são o Carbono (C), Silício (Si), Germânio (Ge), Arsênio (As), Fósforo (P), Selênio (Se) e Telúrio (Te). Além destes, existe um grande número de compostos binários, ternários e até quaternários, incluindo elementos de diversos grupos da tabela periódica que também são semicondutores, exemplo disto é o, já anteriormente falado, Telureto de Cádmiu (CdTe). [9]

Como indicado anteriormente, quando se aumenta a temperatura aumenta-se a condutividade do semicondutor, devido à excitação térmica de elétrões da banda de valência para a banda de condução, deixando lacunas, na banda de valência. Assim sendo, para temperaturas acima de 0 K existe um certo número de elétrões a ocupar a banda de condução e o mesmo número de lacunas na banda de valência. Estes elétrões preenchem os níveis de carga do fundo da banda de condução até ao topo, enquanto que na banda de valência o oposto se verifica (do topo até ao fundo da banda), Figura 2.8. [9]

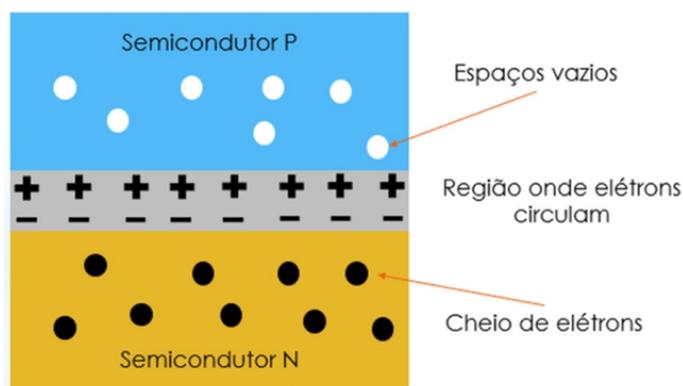


Figura 2.8: Representação da camada p-n, com elétrões e lacunas

No processo de absorção de fótons com energia superior ao necessário para que o elétron transite de bandas existe dissipação da energia excedente, como calor, tendo este processo a denominação de termalização. [9]

Os elétrões e lacunas gerados têm a liberdade de se mover dentro do material, o que aumenta a sua condutividade elétrica e é denominado de efeito fotocondutivo. Este efeito é aproveitado para o fabrico de componentes eletrônicos denominado como fotocélula ou fotorresistores, onde a resistência elétrica varia em função da luminosidade. Contudo para se aproveitar as correntes e tensões elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, com o objetivo de separar os portadores, isto é conseguido através das junções p-n. [9]

As junções p-n são formadas introduzindo impurezas no semicondutor de forma controlada, este processo tem como nome dopagem, que consiste na introdução, em pequenas quantidades, de outros elementos, impurezas propositadas, que alteram drasticamente as propriedades elétricas do

material inicial. [9]

Vamos supor que colocaríamos impurezas numa célula fotovoltaica de silício (Si) cristalino, já que é o semicondutor mais utilizado no mercado fotovoltaico. [9]

Os átomos de Si possuem 4 elétrons de valência (tetraivalentes) que formam ligações covalentes com os átomos vizinhos, ficando com 8 elétrons partilhados por cada átomo, constituindo uma rede cristalina. [9]

No caso de se introduzir um átomo de fósforo (P) (pentavalente), por exemplo, irá existir um elétron em excesso que irá ter uma fraca ligação ao seu átomo de origem. Como esta ligação é muito baixa, à temperatura ambiente a energia térmica existente é suficiente para libertar este elétron fazendo com que ele transite da banda de valência para a banda de condução, ficando assim o átomo de origem com carga positiva. Sendo assim, elementos como o fósforo (P), arsênio (As) e antimônio (Sb) podem ser utilizados como impurezas doadoras de elétrons, dopantes tipo n. [9]

Noutro caso, ao introduzirmos boro (B) (trivalente) como impureza, haverá a falta de um elétron para completar as ligações com o átomo de silício (Si) da rede, que origina as lacunas. Com temperatura ambiente, a energia térmica de um elétron de uma ligação vizinha é suficiente para fazer passar o elétron para esta posição, tornando o átomo de origem num átomo com carga positiva. Além do boro (B) também pode ser utilizado o alumínio (Al), o gálio (Ga) e o índio (In) como dopantes de tipo p. [9]

2.4.2 Estrutura e Função da Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica de silício cristalino é composta por 2 camadas de silício dopadas com diferentes impurezas. A camada voltada para o Sol é contaminada negativamente com um elemento do tipo n, a camada inferior encontra-se dopada positivamente com um elemento do tipo p. É produzido um campo elétrico na junção das duas camadas, que conduz a separação das cargas (elétrons e lacunas) libertados pela luz solar. Com o objetivo de gerar eletricidade a partir da célula, são implementados contactos metálicos tanto na parte frontal como na parte posterior. Contudo, a parte frontal deve ser o mais translúcida possível. Os contactos são aplicados na forma de grelha fina ou numa estrutura em árvore. De modo a minimizar a reflexão da luz, na parte voltada para o sol é ainda adicionada uma camada de anti-reflexão feita de nitrato de silício ou de dióxido de titânio, Figura 2.9.[2]

Com a separação dos portadores de carga, provocada pela radiação incidente na célula, surge uma corrente, caso exista um aparelho de consumo ligado. As perdas que advêm da recombinação, reflexão e pelo sombreamento entre os contactos frontais ocorrem na célula solar. Para além disso, grande parte da energia das radiações de onda longa e curta não pode ser aproveitada, como

por exemplo as perdas de transmissão. Uma outra parte da energia que não é aproveitada é a que é absorvida e transformada em calor. [2]

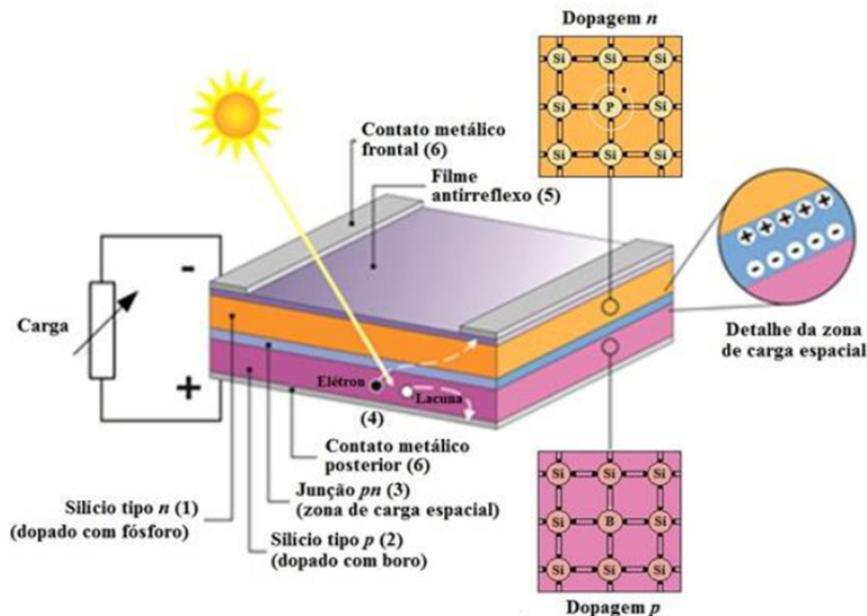


Figura 2.9: Estrutura de uma célula fotovoltaica

De modo a resumir as perdas individuais de cada célula realizou-se o seguinte balanço energético:

100% energia solar irradiada

-3,0% → Reflexão e sombreamento dos contactos frontais

-23,0% → Insuficiente energia do fóton na radiação de onda longa

-32,0% → Excedente de energia do fóton na radiação de onda curta

-8,5% → Recombinação

-20,0% → Gradiente elétrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial

-0,5% → Resistência em série (perdas térmicas da condução eléctrica)

= 13,0% energia eléctrica utilizável

2.4.3 Tipos de Célula

A tecnologia fotovoltaica atualmente existente pode ser dividida em 3 subcategorias distinguindo as células existentes segundo o seu tipo:

- 1º Geração : Células de silício cristalino
- 2º Geração : Células de película fina
- 3º Geração : Conceitos de novas células solares

Algumas eficiências destas células, tanto obtidas em laboratório como em casos reais, encontram-se demonstradas na Figura 2.10.

2.4.3.1 1º Geração

É a geração dominante no mercado, mais de 90% dos fotogeradores instalados são feitos à base de silício cristalino. Dentro da primeira geração destaca-se o silício monocristalino que domina o mercado. Apresenta uma eficiência que varia entre os 15% e 18%, e é utilizado em aplicações terrestres de média e elevada potência. O silício policristalino é uma alternativa mais barata, mas que apresenta uma menor eficiência, entre 12% e 15%, já com a camada de anti-reflexão. As células Power são uma variação que permite que a célula possua duas faces fotossensíveis, com eficiência na ordem dos 10%. [2]

2.4.3.2 2º Geração

Uma opção que vem responder à necessidade de redução do consumo de silício, já que este requer temperaturas elevadas na sua produção e um grau de pureza bastante elevado. A película fina tem como vantagem ser mais leve quando comparada com os produtos da 1º geração, permitindo aplicações em fachadas de edifícios. Tem como tecnologia principal o silício amorfo, muito utilizado em eletrônica profissional, relógios e calculadoras. Apesar de apresentar eficiências muito mais baixas do que as de primeira geração, entre 5% e 7%, a sua produção é muito mais barata e funciona com uma gama de luminosidade mais alargada. Existem ainda nesta geração células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS) e de Telurieto de Cádmio (CdTe) mas que contêm Cádmio, que é um material perigoso e interdito pela União Europeia. [2]

2.4.3.3 3º Geração

A maioria das tecnologias estão ainda em fase de estudos, prometendo grandes eficiências a custos muito mais baixos. No entanto, o seu desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que apresentem relevância no mercado nos próximos 10 anos. Alguns exemplos destas tecnologias são: tecnologia nanocristalina, microcristalina, micromorfadas e híbridas. É de salientar a tecnologia que produz células a partir de Arsénio de Gálio que apresenta rendimentos na ordem dos 25%, embora tenha custos de produção muito elevados, fazendo com que só seja utilizado em casos

muito específicos, como por exemplo em satélites ou sistemas concentradores. [2]

Material da Célula	Eficiência Máxima Obtida		
	Laboratório	Produção	Produção em Série
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício Policristalino	19,8%	15%	13%
Silício Policristalino EFG	19,7%	14%	13%
Película Fina	19,2%	9,5%	7,9%
Silício Amorfo*	13%	10,5%	7,5%
Silício Micromorfo*	12%	10,7%	9,1%
Híbrido HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telurieto de Cádmio	16,4%	10%	9%
Semicondutor III-V	35,8%	27,4%	27%
Célula com Corante	12,0%	7%	5%

* No estado estável

Figura 2.10: Eficiência máxima de diferentes tipos de células fotovoltaicas. Fonte: Fraunhofer ISE, Universidade de Stuttgart, 26th IEEE PVSC, NREL, UNSW

2.5 Características Elétricas das Células Fotovoltaicas

Os principais parâmetros utilizados para caracterizar a performance das células fotovoltaicas são: A potência máxima (P_{max}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e o fator de forma FF. Posteriormente, a eficiência de conversão (η) pode ser determinada a partir destes parâmetros. [8]

Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a corrente máxima que se pode atingir, obtida quando a tensão entre os terminais da célula é 0. A (I_{sc}) depende da área da célula fotovoltaica e da irradiação. [8]

Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais da célula, quando não circula corrente elétrica. É a tensão máxima que a célula solar pode criar. A tensão em circuito aberto é dada por: [8]

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I}{I_0}\right) \quad (2.3)$$

Onde:

- I_0 , é o inverso da corrente de saturação (máxima que o diodo pode produzir), em A;

- q , é o portador da carga (carga do eletrão);
- k , é a constante de Boltzman;
- T , é a temperatura da célula, em °C;
- n , é o fator de idealidade.

Fator de forma (FF): é um indicador de qualidade das células. Numa célula de silício cristalino o fator de forma assume valores entre 0,81 e 0,83. Pretende-se que este seja o mais próximo possível de 1. O fator de forma pode ser calculado através da expressão: [8]

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.4)$$

Onde:

- V_{mp} , é a tensão no ponto de potência máxima, em V;
- I_{mp} , é a corrente no ponto de potência máxima, em A;
- V_{oc} , é a tensão em circuito aberto, em V;
- I_{sc} , é a corrente de curto-circuito, em A.

Eficiência (η): A eficiência de conversão é calculada como o quociente entre a potência elétrica produzida e potência da radiação incidente na célula, em condições STC. [8]

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} \quad (2.5)$$

Onde:

- P_{max} , é a potência no ponto máximo, em W. ($P_{max} = V_{mp} \times I_{mp}$)
- P_{in} , é referente à potência solar incidente no momento, em W.

Define-se STC do inglês (Standard Test Conditions), como sendo uma forma de se poder comparar algo, nas mesmas condições de testes. As condições standard para a comparação de células ou módulos fotovoltaicos são:

- Irradiância de $1000W/m^2$;
- Temperatura da célula $25^\circ C$, com uma tolerância de $\pm 2^\circ C$;
- AM =1,5 (massa de ar);

O circuito equivalente primário de uma célula fotovoltaica, Figura 2.11, contém uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Existe, uma resistência (R_s), que se admite ser baixa o suficiente, e uma resistência shunt, que é maior. A resistência R_s depende do tipo de semicondutor em questão, dos contatos metálicos e das interconexões existentes no circuito, enquanto que a resistência shunt R_{sh} é afetada pela junção p-n e pelas impurezas junto da junção. [8]

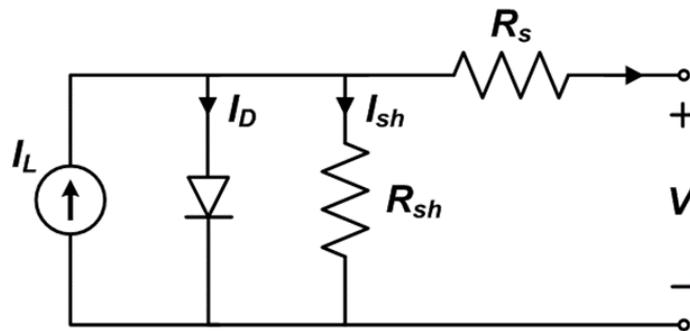


Figura 2.11: Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica

2.6 Curva Característica I-V

A curva característica da célula fotovoltaica relaciona a corrente (I) com a tensão (V). A curva característica I-V apresenta a mesma forma geral para qualquer painel fotovoltaico, Figura 2.12. [8]

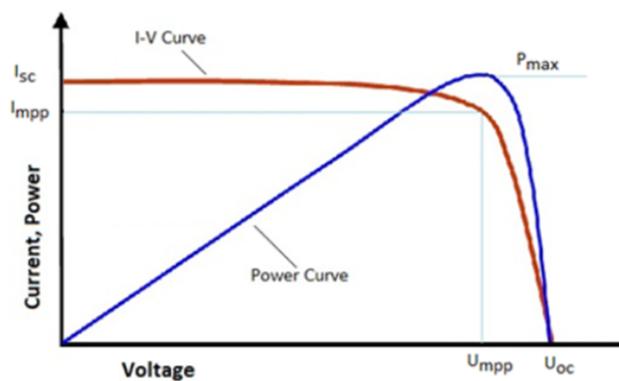


Figura 2.12: Curva Característica I-V

A curva característica I-V comporta-se de diferentes formas com a variação da irradiação e com a variação da temperatura. A influência destes fatores externos torna a eficiência da célula, que é medida em condições STC, um mau indicador de qualidade do módulo fotovoltaico. É aconselhável basearmo-nos antes em fatores como a durabilidade, custo ou fiabilidade do fabricante e,

considerar a eficiência apenas quando a área disponível é uma limitação. [8]

Com a alteração da irradiação a corrente varia consideravelmente, e a tensão sofre uma pequena variação, Figura 2.13. [8]

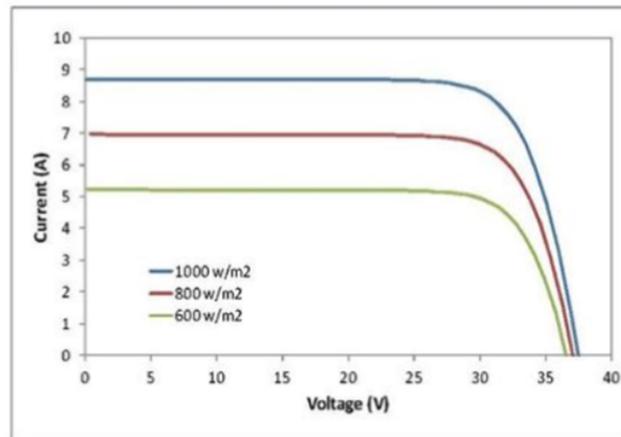


Figura 2.13: Alterações da curva I-V com a variação da irradiação

Com a alteração da temperatura a corrente varia de forma ligeira, já a tensão apresenta uma maior variação embora também seja ligeira. Também é usual, quando se estuda células fotovoltaicas, o uso de um gráfico que relaciona a potência na célula em função da tensão que lhe está subjacente, como se observa na Figura 2.14. [8]

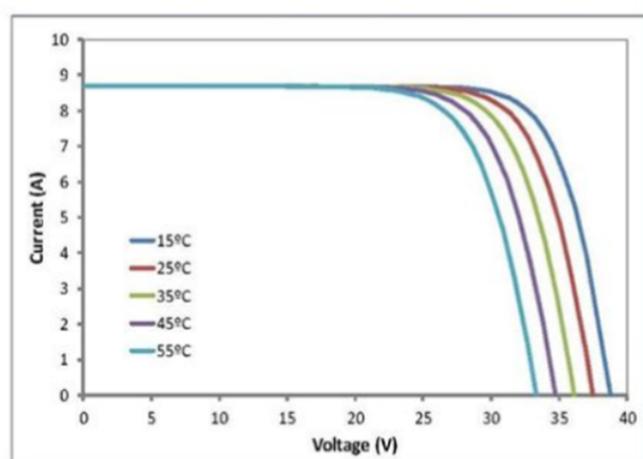


Figura 2.14: Alterações da curva I-V com a variação da temperatura

2.7 Associação de Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas podem ser associadas em série e/ou em paralelo. Do mesmo modo, os módulos fotovoltaicos podem ser associados eletricamente, compondo assim as strings que irão ser ligadas às entradas do inversor, tendo estas um limite de tensão e corrente máximo. [8]

Numa associação em série os terminais positivos são conectados aos terminais negativos da célula seguinte. Eletricamente, quando sujeitos às mesmas condições de irradiância e temperatura, a tensão das várias células interligadas assume o valor da soma das tensões individuais, enquanto que a corrente se mantém inalterada. A corrente elétrica da ligação será sempre limitada pela menor corrente, desencorajando a associação em série de módulos com células de diferentes correntes de curto-circuito. Numa associação em paralelo os terminais positivos e negativos são conectados entre si. Neste caso, a tensão mantém-se inalterada e a corrente elétrica é a soma das correntes individuais. [8]

2.8 Composição de um Sistema Fotovoltaico

Ao ligar em série ou paralelo células solares, criamos um módulo fotovoltaico. A orientação dos painéis fotovoltaicos é fundamental na produção de eletricidade. Inclinando-os com um ângulo igual ao da latitude a que se encontra, maximiza-se a radiação que incide nos módulos ao longo do dia. Alguns sistemas já possuem uma tecnologia de tracking que tem como função localizar o sol e virar o painel na sua direção. [8]

A corrente elétrica produzida pelo painel é contínua, logo para cargas alimentadas em corrente alternada é preciso utilizar um inversor para transformar a corrente contínua em alternada. Em alguns casos, o próprio inversor já vem integrado no painel, embora esta aplicação seja mais utilizada para sistemas de pequena dimensão, com poucos módulos. Em sistemas fotovoltaicos off-grid (não ligados à rede), que pretendam o armazenamento de energia é ainda necessário a integração de mais dois componentes: as baterias e os controladores de carga. As baterias têm como função o armazenamento de energia produzida, enquanto que os controladores de carga monitorizam e protegem a bateria de possíveis sobrecargas ou descargas totais. Estes componentes, caso integrados no sistema, estão colocados entre os painéis e o inversor. Finalizando, outros componentes são necessários para a implementação de qualquer um destes sistemas, como hardware de montagem, cablagem, caixas de junção, equipamento de proteção contra sobrecargas e equipamentos de terras. [8]

2.9 UP - Unidade de Produção

Unidades de produção podem ser diferenciadas em UPP (Unidades de Pequena Produção) ou em UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo). [7]

As UPP são sistemas com o objetivo de produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis. O valor da venda tem por base uma taxa fixada em leilão ou no mercado da eletricidade. Neste caso, 100% da energia produzida será vendida. Em caso de necessidade de energia, o consumidor tem de comprar 100% da energia de que necessita ao mercado. [7]

Já as UPAC são destinadas ao consumo próprio, sendo este o objetivo a implementar nesta dissertação. A UPAC produz energia para consumo próprio no local de instalação, ou seja, o produtor é simultaneamente consumidor, também denominado de prosumer, junção de producer (produtor) com consumer (consumidor). Idealmente o prosumer consome toda a energia produzida, dispensando a compra de energia à rede. Na realidade haverá períodos em que a produção excederá o consumo, nestas alturas, o excesso de energia será injetado na RESP ("Rede Elétrica de Serviço Público", conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT e a RND e as redes de distribuição em baixa tensão) ou armazenado em baterias, para consumo posterior. Também poderá existir o caso de o consumo ser maior que a produção, se isto acontecer o prosumer comprará energia no mercado energético. [7]

As UPACs podem ser particulares, comerciais ou mesmo industriais. Podem estar interligadas com a rede ou serem independentes da mesma. Qualquer consumidor que tenha um contrato de consumo de energia elétrica pode instalar uma UPAC ligada à RESP. Os consumidores que não estão ligados à RESP podem instalar uma UPAC e tem a denominação de um sistema autónomo (sistema off-grid). [7]

A produção e consumo da própria energia traz vantagens, tanto a nível ambiental, já que a produção é feita com recurso a fontes renováveis reduzindo assim as emissões de gases de efeito de estufa, tanto a nível monetário pois não necessita comprar energia no mercado, e ainda vantagens na gestão das linhas de distribuição pois, idealmente, não existe necessidade de estas fornecerem energia. Há então a necessidade de o sistema ser dimensionado de acordo com a necessidade estimada de energia, para que a energia produzida seja consumida, ao máximo, no próprio local de produção. [7]

A rentabilidade de um sistema de autoconsumo não resulta da venda do excedente de eletricidade produzido, mas da poupança gerada na fatura de eletricidade anual, através da redução da necessidade de aquisição de energia ao comercializador de eletricidade contratado. [7]

Capítulo 3

Legislação

Em 2014 é emitido o Decreto-Lei n.º 153/2014 que regula a atividade de produção descentralizada de energia elétrica. Este documento visa controlar a produção de eletricidade destinada a autoconsumo (UPAC) na instalação de utilização, que pode ou não estar ligada à rede elétrica pública, sendo a produção baseada, ou não, em tecnologias renováveis. [5]

As UPP são instalações de pequena produção a partir de recursos renováveis onde a produção de eletricidade se destina, na totalidade, à venda à RESP. [5]

No caso de a instalação de utilização se encontrar ligada à RESP, para uma UPAC, com potência instalada superior a 1,5 kW, é obrigatório a contagem de eletricidade produzida, que deve ser feita por telecontagem. Quando uma UPAC com potência instalada não superior a 1 MW e com instalação de utilização ligada à RESP tenha excedente de eletricidade, proveniente de uma fonte renovável, o produtor pode vender esse excedente contratualizando a sua venda com um comercializador de último recurso (CUR), seguindo as condições dispostas no DL, que também define o valor da energia fornecida à RESP. Quando uma UPAC produz mais energia, anualmente, do que a que consome, o excedente que equivale a esta diferença não será remunerado. Uma UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW, ligada à rede, está sujeita ao pagamento de uma compensação mensal fixa, relativa à potência instalada, nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração. São cobradas taxas pela apreciação dos pedidos de registo, reinspeção, alteração de registo e realização de inspeções periódicas da unidade de produção. As fiscalizações de UP com potências instaladas superiores a 1,5 kW e inferiores a 1 MW devem ser realizadas com a periodicidade de 10 anos e as que excedem 1 MW de potência instalada de 6 em 6 anos. [5]

A remuneração da energia excedente injetada na rede é calculada, segundo a seguinte fórmula, presente no artigo 24 do Decreto-Lei n.º 153/2014:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.1)$$

Sendo:

- $R_{UPAC,m}$ é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;
- $E_{fornecida,m}$ é a energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em €/kWh;
- m é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

	200W	200W - 1,5 kW	1,5kW - 1MW	> 1MW	Off-Grid
<i>Registo</i>	-	Comunicação Prévia	Controlo Prévio e Certificado de Exploração	Licença de Produção e Exploração	Comunicação Prévia
<i>Taxa Registo</i>	-	isento	✓	✓ aplicável ao respetivo regime	Isento
<i>Equipamento de Contagem</i>	-	-	Sim c\ Telecontagem	Sim c\ Telecontagem	-
<i>Remuneração do excedente</i>	- (apenas se existir registo e equipamento de contagem)	- (apenas se existir registo e equipamento de contagem)	✓	- (terá de ser definido com contraparte)	-
<i>PPA (Power Purchase Agreement)</i>	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro	-
<i>Seguro Responsabilidade Civil</i>	-	-	✓	✓	-

Figura 3.1: Resumo das condições de acesso para uma UPAC, de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014

A tabela ilustrada na Figura 3.1 podemos observar, resumidamente, o que estipulam as condições de acesso, para uma UPAC, de acordo com a Kostal Solar Eletric Ibérica S.L. [3]

O Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de Outubro, que revogou o anterior e produziu efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2020 para projetos de autoconsumo individual e coletivo ou CER (comunidade de energia renovável), que disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão, e que para os restantes projetos de autoconsumo produz efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2021, vem definir na legislação alguns conceitos importantes. Define: Autoconsumo, como o consumo assegurado por energia elétrica produzida por UPAC que tenha como fonte primária uma tecnologia renovável; Autoconsumidor, aquele que se dedica ao autoconsumo de energia renovável; Autoconsumidor individual, consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações, e que pode armazenar e/ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria; Autoconsumidor coletivo, grupo de pelo menos dois autoconsumidores organizados nos termos do DL; Comunidade de energia renovável (CER), pessoa coletiva constituída nos termos do recente DL, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, que podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada que estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou realizem atividades relacionadas com o projeto de energia renovável da respetiva comunidade, estes projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva e a pessoa coletiva tenha por objetivo proporcionar aos membros ou localidades onde opera benefícios ambientais, sociais e económicos em vez de lucros financeiros; UPAC, uma ou mais unidades de produção para autoconsumo, que tem como fonte primária energia renovável. [6]

O Decreto-Lei n.º 162/2019 veio introduzir alterações relevantes como:

- Limitar a fonte primária de uma UPAC a fontes de energia renovável;
- Passam a poder realizar a atividade de autoconsumo, através de UPAC, não só autoconsumidores individuais e autoconsumidores coletivos organizados em condomínios de edifícios, mas também grupos de autoconsumidores situados no mesmo edifício ou zona de habitação em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada que disponham de UPAC e as CER;
- Aumentar para 30 kW de capacidade, instalações apenas sujeitas a mera comunicação prévia de exploração;
- A fiscalização periódica passa a ser obrigatória apenas para instalações com potência superior a 30 kW, com periodicidade de 10 anos para potências inferiores a 1 MW, e a 8 anos para as restantes;
- Permite aos produtores obter garantias de origem, um documento eletrónico que prova ao consumidor final que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis. [6]

Em resumo, as melhorias mais relevantes deste novo DL são o aumento dos limites de exploração para UPAC que apenas necessitam de comunicação prévia, o aumento dos limites onde a contagem de energia elétrica produzida é obrigatória e a possibilidade de produção de energia para autoconsumo de grupos de autoconsumidores vizinhos e as CER. "O presente decreto-lei visa promover e facilitar o autoconsumo de energia e as comunidades de energia renovável, eliminando obstáculos legais injustificados". [6]

Capítulo 4

Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para Autoconsumo

Neste capítulo irão ser abordados todos os procedimentos adotados para a realização do dimensionamento e implementação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo, de uma indústria com instalações no Porto (primeiro caso). Para além disso, irá ser realizado um estudo onde se compara as diferenças na poupança, de sistemas com a mesma potência instalada, situados em dois locais diferentes, um no Porto e outro em Grândola, Alentejo (segundo caso).

Normalmente, no dimensionamento de um sistema fotovoltaico define-se uma potência instalada pretendida e procede-se aos cálculos inerentes ao seu dimensionamento e implementação. Neste caso de estudo, o objetivo era determinar a potência instalada ideal, onde se obtivesse o máximo de poupança com o autoconsumo, tendo um limite de 7 anos para o retorno do investimento.

Como dados iniciais, temos a produção fotovoltaica real, de 15 em 15 minutos durante um ano, de um sistema fotovoltaico com 2,3 kWp de potência instalada, no Porto, local este que definimos como localização da nossa empresa. Começamos também com o perfil de consumo de uma empresa real, de 15 em 15 minutos durante um ano, com alimentação em Média Tensão. Tratando-se de um caso teórico, não se consideraram restrições a nível de área máxima de implementação do sistema, nem a nível de sombreamentos, logo estes parâmetros foram ignorados. O estudo foi realizado para 25 anos, assumindo que os dados fornecidos são referentes ao primeiro ano, e que neste momento a degradação dos painéis já está contabilizada na produção.

Durante todo este trabalho, foi utilizado o software Excel no tratamento e análise de dados, pois possui um conjunto de ferramentas que nos permite realizar cálculos de uma forma rápida e organizada. Com o intuito final de obter uma potência ideal a ser instalada, todos os dados foram tratados de forma a que fosse possível utilizar a ferramenta solver do Excel, pois esta funcionalidade permite maximizar/minimizar uma célula objetivo, através de análises realizadas por métodos iterativos, assegurando que as restrições impostas não são ultrapassadas.

4.1 Escolha dos Equipamentos

4.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos escolhidos para dimensionar o sistema foram os MEPV 300 MONO, da marca Eurenner. O preço de cada módulo é de 150,12 €.

Tabela 4.1: Especificações do módulo MEPV 300 MONO

Tecnologia	Silício Monocristalino
Tensão em circuito-aberto (Voc) (V)	39,75
Corrente de curto-circuito (Isc) (A)	9,89
Corrente Máxima (Imp) (A)	9,37
Tensão Máxima (Vmpp) (V)	32,02
Eficiência dos módulos (%)	18,52
NOCT (°C)	44 ± 2

As especificações listadas na Tabela 4.1, foram retiradas da ficha técnica, disponível no Anexo A.1.

Este módulo foi escolhido por comparação com outros módulos no mercado. Este apresentava o menor preço, com a melhor eficiência e com a maior garantia de rendimento (25 anos) de todos os analisados.

Por este último motivo, o caso de estudo foi realizado apenas para 25 anos de produção, dos quais:

- Nos primeiros 10 anos, os equipamentos funcionariam a 90% da eficiência nominal;
- Nos últimos 15, o equipamento funcionaria a 80%.

4.1.2 Inversores

Os inversores escolhidos para o dimensionamento do sistema foram os SUN2000-36KTL da Huawei. Apresentam uma qualidade-preço bastante satisfatória. O preço de cada inversor é de 3 684 €.

As especificações listadas na Tabela 4.2 foram retiradas da ficha técnica do aparelho, que se encontra disponível no Anexo A.1.

Tabela 4.2: Especificações do inversor SUN2000-36KTL

Número de MPP Trackers	4
Número máximo de entradas	8
Corrente máxima por MPPT (A)	22
Máxima potência AC (W)	36 000
Máxima tensão DC na entrada (V)	1 000
Mínima tensão DC na entrada (V)	200

4.2 Tratamento de Dados

4.2.1 Produção

Tendo conhecimento que as instalações da empresa iriam operar em Média Tensão, sabia-se à partida que a potência instalada seria largamente superior aos dados iniciais de produção fornecidos, 2,3 kWp de potência instalada.

Começou-se então por transformar a produção de um sistema fotovoltaico real (kWh), com potência instalada fixa (kWp), dividindo a produção pela sua potência instalada, ficando assim a conhecer a produtividade da instalação (produção na forma de kWh/kWp). Desta maneira é possível obtermos a produção de sistemas fotovoltaico com diferentes potências instaladas de uma forma rápida, bastando multiplicar a produção alterada pela potência instalada a testar.

É importante frisar que esta forma de cálculo apresenta um erro associado, visto que as perdas numa instalação de pequena dimensão não são iguais às perdas de um sistema de grande dimensão, mas foi a melhor forma encontrada para se obter a produção estipulada de um sistema nesta localização.

Como os dados de produção estavam na forma de potência de 15 em 15 minutos, precisamos dividir cada valor por 4, de maneira a transformar a potência de 15 minutos em energia de 15 minutos.

$$E = \frac{P}{t} \quad (4.1)$$

Sendo:

- E, energia em Wh;
- P, potência em W;
- t, tempo em hora.

Após este cálculo, procedeu-se à transformação, dividindo a energia obtida em cada 15 minutos pela potência instalada inicial, neste caso com valor de 2,3 kWp, ficando com um valor de dimensão de kWh/kWp. Tendo em conta que os fornecedores dos painéis fotovoltaicos, garantem uma produção de 90% nos primeiros 10 anos, e de 80% nos restantes 15 anos, assumimos que a produção dada no momento inicial seria a produção relativa aos 10 primeiros anos, e que a produção nos anos seguintes seria 88% da produção relativa ao primeiro período de 10 anos. (Produção 80% = Produção 90% \times 1,1 \times 0,8)

4.2.2 Consumo

Os dados fornecidos, de 5 postos de transformação, estavam apresentados na forma de potência, de 15 em 15 minutos, durante um ano. Agrupou-se os consumos dos PT's, num consumo global, somando cada parcela sub-horária dos 5 PT's.

Posteriormente, transformou-se a potência total em energia, dividindo cada parcela sub-horária da potência por 4, à semelhança do que foi feito no tratamento de dados da Produção.

4.2.3 Análise dos Restantes Parâmetros Energéticos

Com os dados iniciais trabalhados, procedeu-se à análise dos diferentes parâmetros relevantes. Todos os procedimentos abaixo citados serão realizados nos intervalos de 15 minutos, a não ser quando especificado o contrário.

Calculou-se o autoconsumo da instalação, sendo que o autoconsumo seria igual à diferença entre o consumo e a produção, caso o consumo fosse superior à produção. Caso a produção fosse superior ao consumo, o autoconsumo seria igual ao consumo.

O cálculo do autoconsumo foi efetuado tanto para 90% como para 80% de eficiência dos módulos fotovoltaicos utilizados.

Após isto, calculou-se a energia excedente que seria injetada na rede:

- Quando o consumo fosse superior à produção, seria zero;
- Quando a produção excedesse o consumo, seria igual à produção menos o consumo.

A energia exigida à rede foi também calculada:

- Sendo zero, quando o autoconsumo cobrisse todo o consumo;
- Quando tal não acontecesse, seria a diferença do consumo pelo autoconsumo.

Calculou-se o autoconsumo, a energia injetada na rede e a energia exigida à rede tanto para 90% como para 80% de eficiência dos módulos.

4.2.4 Análise Económica

De maneira a calcular a poupança anual, foi necessário efetuar uma série de cálculos.

Inicialmente dividiu-se o ano em 2 períodos: período de Inverno e período de Verão. Seguidamente dividiu-se nesses períodos, os dias em 4 horários: ponta, cheia, vazio normal e super vazio, onde em cada horário o preço da energia assumiria valores diferentes, Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Divisão dos dias, nos diferentes períodos legais do ano.

	PERÍODO DE INVERNO	PERÍODO DE VERÃO
PONTA	09:00 - 10:30	10:00 - 11:30
	18:00 - 20:30	19:00 - 21:30
CHEIA	08:00 - 09:00	09:00 - 10:00
	10:30 - 18:00	11:30 - 19:00
	20:30 - 22:00	21:30 - 23:00
VAZIO NORMAL	06:00 - 08:00	07:00 - 09:00
	22:00 - 02:00	23:00 - 03:00
SUPER VAZIO	02:00 - 06:00	03:00 - 07:00

Esta divisão foi necessária para se calcular o preço da energia poupada com o autoconsumo, que se obteve multiplicando o autoconsumo pelo preço da energia no período em que a energia foi consumida.

Os valores das tarifas de acesso à rede utilizados nesta dissertação são provenientes da diretiva nº 12/2019 da ERSE, que regula os preços das tarifas para a energia elétrica de 2020, Figura 4.1.

Quanto ao valor do preço da energia consumida, foram utilizados os valores de faturas de uma empresa real, que adquire energia em MT. Neste caso verificou-se que o preço da energia contratualizada era igual para ambos os períodos, Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Preço da energia exigida à rede

	PERÍODO DE INVERNO	PERÍODO DE VERÃO
PONTA	0,066250 €	0,066250 €
CHEIA	0,063860 €	0,063860 €
VAZIO NORMAL	0,053210 €	0,053210 €
SUPER VAZIO	0,052660 €	0,052660 €

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta		5,236	0,1717
	Contratada		0,937	0,0307
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0567	
	Horas cheias		0,0407	
	Horas de vazio normal		0,0146	
	Horas de super vazio		0,0140	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0564	
	Horas cheias		0,0404	
	Horas de vazio normal		0,0145	
	Horas de super vazio		0,0141	
Energia reativa			(EUR/kVArh)	
	Indutiva		0,0252	
	Capacitiva		0,0189	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Figura 4.1: Preço das tarifas de acesso às redes de MT, fonte ERSE

Foi também necessário calcular a potência contratada, de modo a verificar a poupança efetuada com a utilização do sistema fotovoltaico. “Potência contratada define o valor instantâneo máximo de energia elétrica que uma instalação de consumo pode receber. A potência contratada é atualizada pelo máximo valor de potência tomada ocorrida nos últimos 12 meses (incluindo o mês de faturação), sendo a potência tomada o maior valor de potência ativa média verificada na instalação em períodos de 15 minutos, durante todo o período de medição. Se num determinado mês a potência tomada atingir um valor muito elevado, a potência contratada vai apresentar esse valor durante esse mês e nos 11 meses seguintes.” [1]

Como só se teve acesso aos dados referentes a um ano, presumiu-se que a potência contratada para todos os meses, fosse o valor máximo de potência obtido num período de 15 minutos, durante o ano. Multiplicando o valor da potência contratada pela sua respetiva tarifa, indicada na Figura 4.1, obtém-se o seu custo associado. De se notar que em instalações abastecidas em MT ou superior, a potência contratada não pode ser inferior a metade da potência instalada, o que se verificou em todas as análises. [1]

Contabilizou-se também todas as horas em que energia fora consumida em horário de ponta, dividindo a energia de ponta pelo número de horas em que esta foi utilizada, de modo a se obter a potência de horas de ponta. Este valor foi então multiplicado pela respetiva tarifa, indicada na Figura 4.1, para se determinar a poupança efetuada com a utilização do sistema fotovoltaico. Por fim, calculou-se a venda da energia excedente, que é injetada na rede. O preço de venda utilizado neste trabalho foi obtido realizando uma média anual do valor de venda da energia no ano de 2019

no mercado MIBEL, Figura 4.2, (fornecido pela OMIE) e toma o valor de 0,04158 €/kWh.

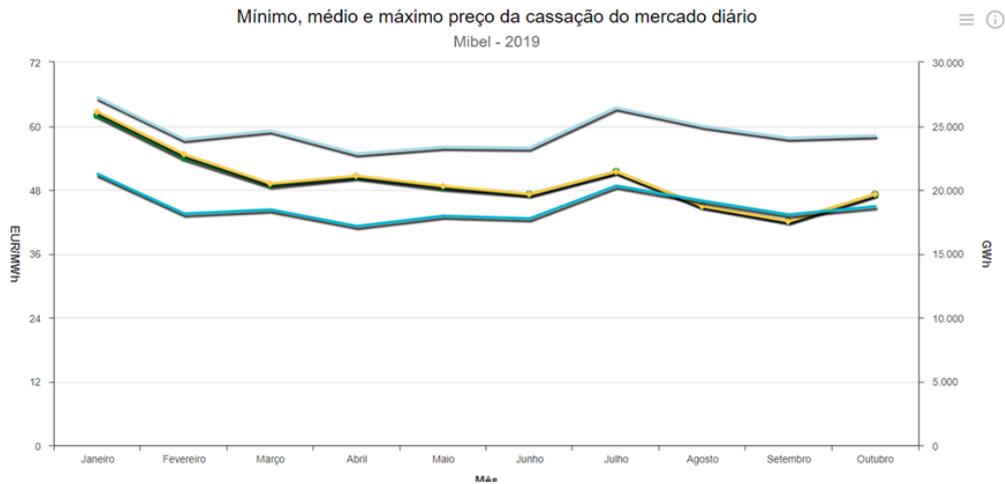


Figura 4.2: Gráfico da variação do preço da eletricidade, em 2019, no MIBEL

A fórmula para a remuneração da energia injetada na rede é dada pela Equação 3.1, que se encontra referida no Capítulo 3.

Após a conclusão das análises dos custos e das poupanças podemos então calcular os valores anuais:

- Poupança realizada pelo autoconsumo anual (valor retirado multiplicando toda a energia obtida do sistema fotovoltaico pelo respetivo preço da energia+tarifa), tanto para os 10 primeiros anos, como para os últimos 15;
- Poupança realizada pela redução de potência utilizada em horas de ponta;
- Poupança realizada pela diminuição da potência contratada;
- Venda à rede da energia produzida em excesso e que fora injetada na rede;
- Poupança anual, que se obteve somando todos os pontos anteriores.

Quanto ao cálculo do número de módulos fotovoltaicos e de inversores a utilizar temos:

$$N^{\circ} de Modulos Fotovoltaicos = \frac{Potencia a Instalar (kW)}{Potencia de Picado Painel (kW p)} \quad (4.2)$$

$$N^{\circ} de Inversores = \frac{Potencia a Instalar (kW)}{Potencia Maximado Inversor} \times 0,8 \quad (4.3)$$

Este fator 0,8, na fórmula 4.3, é referente ao subdimensionamento da potência nominal dos inversores, já que o sistema nunca funcionaria à sua potência nominal, mesmo assim, de modo a minimizar as perdas por sobrepotência, foi escolhido um valor próximo de 1. A escolha deste fator foi baseada em softwares de ajuda à implementação de sistemas fotovoltaicos (como por exemplo o PVSyst) que, ao limitar as perdas por sobrepotência em 3%, normalmente aconselham a utilização de fatores entre 0,8 e 0,5; onde a opção mais conservadora é a de 0,8. Tendo o número de equipamentos sido definido, é possível calcular o custo dos equipamentos.

Quanto ao preço da instalação, que abrange a compra e montagem da cablagem e dos equipamentos de segurança, assim como a montagem dos módulos e inversores, assumiu-se um custo de 30% do preço total referente à compra dos módulos e inversores. O preço da manutenção realizada durante o período de utilização do sistema (25 anos) assumiu-se como sendo 20% do custo total da compra dos módulos e inversores.

Como custo total do investimento temos então:

$$\text{Investimento} = \text{CustoPaineis} + \text{CustoInversores} + \text{Instalacao} + \text{Manutencao} \quad (4.4)$$

Finalmente, conseguimos calcular o payback, que nos indica em quanto tempo (anos) se irá conseguir obter o retorno do investimento, sendo este o resultado da poupança anual dividida pelo investimento.

Capítulo 5

Análise e Discussão de Resultados do Primeiro Caso

Terminada a análise económica foi possível a determinação da potência ideal a ser instalada. O objetivo deste trabalho é definido pela maximização da poupança realizada nos 25 anos de funcionamento do sistema, limitando o retorno do investimento (payback) em 7 anos. Todos os dados foram organizados de maneira a ser possível, através da ferramenta Solver do Excel, determinar automaticamente a potência instalada ideal. Foram realizadas 3 análises:

- Análise em que se considera a venda da energia injetada na rede;
- Análise em que a venda de energia injetada na rede não é considerada;
- Análise em que a percentagem de injeção da energia excedente fosse limitada a 10%.

A necessidade da comparação destas três análises tem como fundamento que a produção de energia excedente é indesejável, visto que o seu preço de venda é bastante inferior ao preço de compra, e que se estamos a produzir energia que não se vai utilizar diretamente, então talvez se pudesse reduzir a potência instalada de modo a produzir-se menos.

5.1 Primeira Análise: tendo em consideração a remuneração da energia excedente

A primeira análise determinou que a potência ideal a ser instalada seria de 583,5 kW.

Nesta primeira análise apresentou-se os gráficos do consumo e produção no maior e menor dia do ano, Figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4, referentes aos desempenhos de 90% e 80%, respetivamente. Nas próximas análises só se irá mostrar os gráficos referentes ao desempenho de 90%, estando os

de 80% contidos no Anexo A.2 para uma análise mais aprofundada.



Figura 5.1: Produção e consumo no maior dia do ano na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.

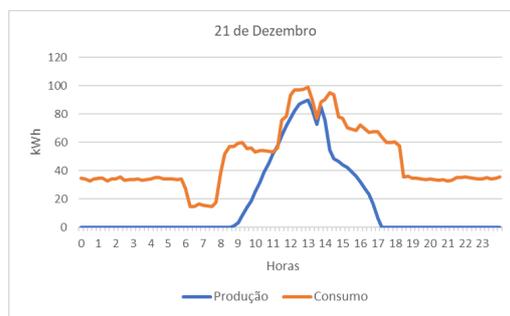


Figura 5.2: Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.



Figura 5.3: Produção e consumo no maior dia do ano, na primeira análise com 80% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.



Figura 5.4: Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 80% de desempenho com uma potência instalada de 583,5 kW.

Nesta primeira proposta, percebemos que temos um autoconsumo que ronda os 39%, ou seja, que 39% da energia utilizada pelas instalações da empresa é proveniente do sistema fotovoltaico. No entanto, é importante reparar que mais de 35% da energia produzida é injetada na rede, durante os primeiros 10 anos de funcionamento, o que traduz numa falha de aproveitamento de praticamente um terço da produção realizada, pois a remuneração anual deste excedente tem como valor 11 042,51 €, valor relativamente baixo quando comparado com a poupança total anual de 69 182,98 €, de onde 58 140 € são provenientes da poupança realizada através do autoconsumo. Percebeu-se então a importância, nas contas finais relativas ao autoconsumo e à remuneração da energia injetada na rede, onde a poupança feita pelo autoconsumo representa 84% da poupança anual. Nos restantes anos, o excedente é menor, mas mesmo assim assume 29,2% de toda a produção, mais de um quarto de toda a energia produzida anualmente é para injeção na rede, o que não é de todo o ideal para uma instalação dimensionada para autoconsumo. Nos 25 anos de funcionamento, injeta-se na rede um total aproximado de 8,3 GWh de energia (295,1 MWh anuais nos primeiros 10 anos, e 216,3 MWh, por ano, nos restantes anos de operação). O valor da produção total, nos 25 anos, é de 19,5 GWh. Tais resultados, assim como ainda outros, podem ser consultados nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

Tabela 5.1: Dados de instalação e produção da primeira análise

Potência instalada (kW)	583,5
Número de módulos	1945
Número de inversores	13
Consumo anual (MWh)	1407,5
Produção anual 90% desempenho (MWh)	841,5
Produção anual 80% desempenho (MWh)	740,5
Autoconsumo 90% desempenho (%)	38,8
Autoconsumo 80% desempenho (%)	37,2
Energia injetada na rede 90% desempenho (%)	35,1
Energia injetada na rede 80% desempenho (%)	29,2

Na Figura 5.5 podemos reparar que a produção é mais baixa nos meses de fevereiro e novembro, quando comparados com os restantes meses.

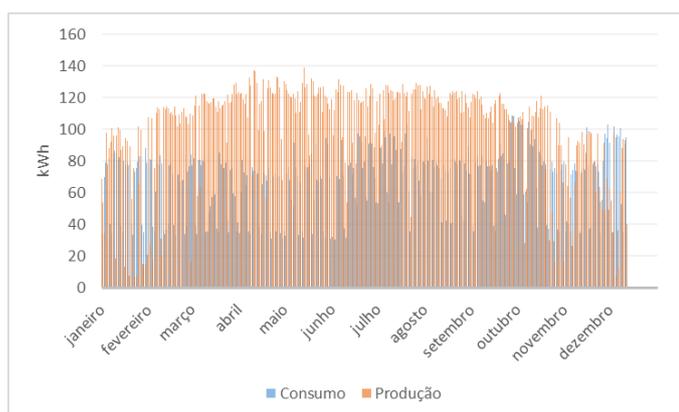


Figura 5.5: Sobreposição da Produção e do Consumo durante um ano, referente à potência instalada de 583,5 kW.

Tabela 5.2: Dados económicos da primeira análise

Investimento Total (€)	509 628,88
Poupança anual 90% desempenho (€)	72 809,44
Poupança anual 80% desempenho (€)	67 264,28
Poupança 25 anos (€)	1 737 058,68
Payback (anos)	7

Analisando o rácio Poupança/Investimento, vemos que para esta proposta, a implementação deste sistema permite que a poupança seja 3,4 vezes superior ao investimento, no final dos 25 anos de funcionamento.

Tabela 5.3: Valores anuais indicativos da poupança anual da primeira análise

Receita poupada AC c/ 90% desempenho	58 140,47 €
Receita poupada horas de ponta c/ 90% desempenho	3 189,45 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 90% desempenho	11 042,51 €
Receita poupada AC c/ 80% desempenho	55 760,51 €
Receita poupada horas de ponta c/ 80% desempenho	2 972,59 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 80% desempenho	8 094,17 €
Receita poupada em potência contratada	437,01 €

5.2 Segunda análise: sem ter em consideração a remuneração da energia excedente

A primeira análise mostrou que o nosso autoconsumo, apesar de elevado não era eficiente, visto ser produzida uma grande percentagem de energia em excesso. Tentou-se então realizar uma segunda análise, que não considerasse a remuneração da energia excedente na determinação da potência a instalar, de maneira a que a potência instalada ideal diminuísse, produzindo assim menos energia para injeção na rede.

Nesta segunda proposta, temos como potência ideal 450,3 kW. O autoconsumo, quando comparado com a primeira proposta, é menor, assumindo valores de 35,4% e de 33,4%. No entanto, a energia injetada na rede também diminui, apresentando valores de 23% e 18%, para os 90% e os 80% de desempenho, respetivamente, Figuras 5.6 e 5.7. A energia produzida, nos 25 anos, é aproximadamente 15 GWh, dos quais 4 GW são injetados na rede. Tais resultados, assim como ainda outros, podem ser consultados nas Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6.

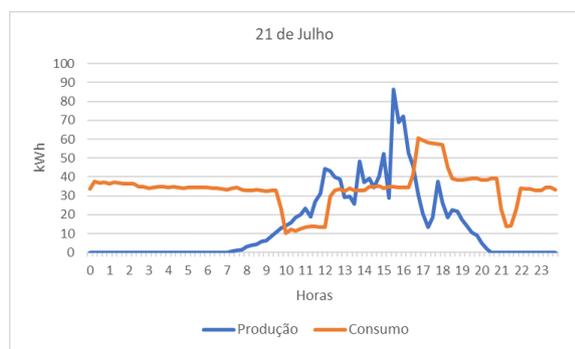


Figura 5.6: Produção e consumo no maior dia do ano na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 450,3 kW.

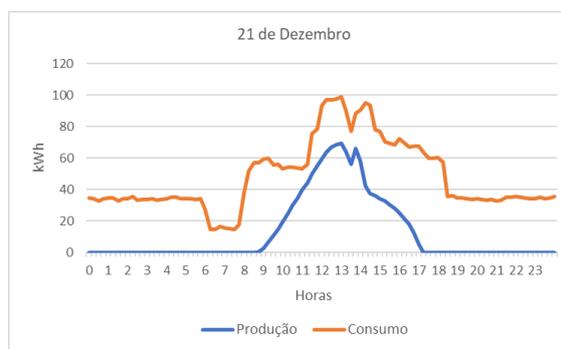


Figura 5.7: Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 450,3 kW.

Tabela 5.4: Dados de instalação e produção da segunda análise

Potência instalada (kW)	450,3
Número de módulos	1501
Número de inversores	11
Consumo anual (MW)	1407,5
Produção anual 90% desempenho (MWh)	649,4
Produção anual 80% desempenho (MWh)	571,5
Autoconsumo 90% desempenho (%)	35,4
Autoconsumo 80% desempenho (%)	33,4
Energia injetada na rede 90% desempenho (%)	23
Energia injetada na rede 80% desempenho (%)	18

À semelhança do primeiro caso na Figura 5.8 é apresentada a sobreposição da produção e do consumo.

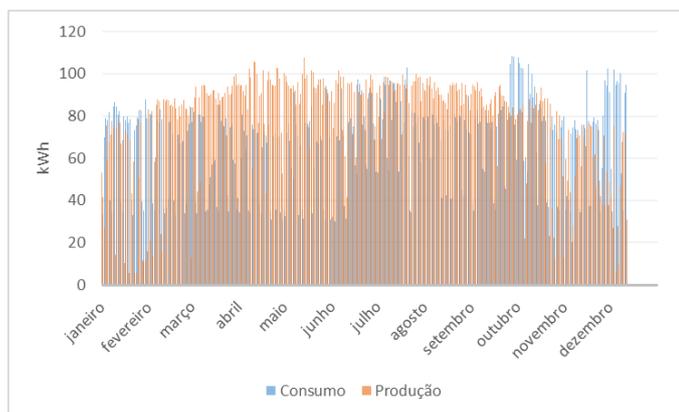


Figura 5.8: Sobreposição da Produção e do Consumo, durante um ano referente à potência instalada de 450,3 kW

Tabela 5.5: Dados económicos da segunda análise

Investimento Total (€)	393 292,01
Poupança anual 90% desempenho (€)	61 830,16
Poupança anual 80% desempenho (€)	56 650,28
Poupança 25 anos (€)	1 468 955,75
Payback (anos)	6,36

De maneira a se poder observar em quantos anos a primeira análise se torna mais vantajosa do que a segunda foi criada a Tabela 5.7.

Comparando com a primeira análise, a percentagem de energia injetada na rede diminui e o rácio Poupança/Investimento (que nos mostra quantas vezes é a poupança final superior ao investimento) apresenta um valor mais elevado, no entanto a poupança total realizada no fim do período de funcionamento deste sistema é menor em valor absoluto, relembrando que o objetivo deste

trabalho é o de maximizar, em valor absoluto, o valor da poupança final. Em apenas 11 anos a primeira proposta torna-se mais rentável do que a segunda.

Tabela 5.6: Valores anuais indicativos da poupança anual da segunda análise

Receita poupada AC c/ 90% desempenho	53 034,70 €
Receita poupada horas de ponta c/ 90% desempenho	2 734,86 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 90% desempenho	5 634,79 €
Receita poupada AC c/ 80% desempenho	49 928,58 €
Receita poupada horas de ponta c/ 80% desempenho	2 492,64 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 80% desempenho	3 803,24 €
Receita poupada em potência contratada	425,81 €

Tabela 5.7: Comparação do investimento e da poupança para a primeira e segunda análise.

	583,5 kW	450,3 kW
Investimento Total	509 628,88 €	392 292,01 €
Poupança 5 anos	364 047,20 €	309 150,80 €
Poupança 10 anos	728 094,40 €	618 301,60 €
Poupança 15 anos	1 064 415,80 €	901 552,40 €
Poupança 25 anos	1 737 058,60 €	1 468 054,00 €
Rácio Poupança/Investimento	3,41	3,74

5.3 Terceira análise: limitar a energia injetada na rede a 10%

Nesta terceira análise teve-se como objetivo limitar a energia injetada na rede, pois nas últimas duas análises verificou-se que, tratando-se de um sistema dimensionado para autoconsumo, esta apresentava valores elevados. Colocando um limite de 10% da energia injetada na rede, realizou-se novamente todos os cálculos previamente executados.

A potência ideal a instalar assume um valor de 305,1 kW, ou seja, quase metade do valor ideal previsto na primeira análise. Temos uma percentagem de autoconsumo de 28,1% e de 25,5%, para 90% e 80% de desempenho respetivamente, Figuras 5.9 e 5.10. Quanto à energia injetada na rede, esta assume uma percentagem de 10% nos primeiros 10 anos e 7% nos restantes 15, na Figura 5.11 tem-se a perceção de que a produção raramente ultrapassa o consumo. No entanto, a poupança final é de apenas 1 080 979,13 €, que quando comparado com a primeira análise revela uma diminuição de aproximadamente 650 000 €. Tais resultados, assim como ainda outros, podem ser consultados nas Tabelas 5.8, 5.9 e 5.10.

Em apenas 10 anos a primeira análise torna-se mais vantajosa que a terceira análise, mas é importante frisar a relevância do rácio Poupança/Investimento que nos mostra que com a alternativa 1, no final dos 25 anos, iríamos ter uma poupança 3,41 vezes superior ao investimento, enquanto

que na alternativa 3 esse retorno seria 4 vezes superior.



Figura 5.9: Produção e consumo no maior dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho, com uma potência instalada de 305,1 kW.



Figura 5.10: Produção e consumo no menor dia do ano, na primeira análise com 90% de desempenho com uma potência instalada de 305,1 kW.

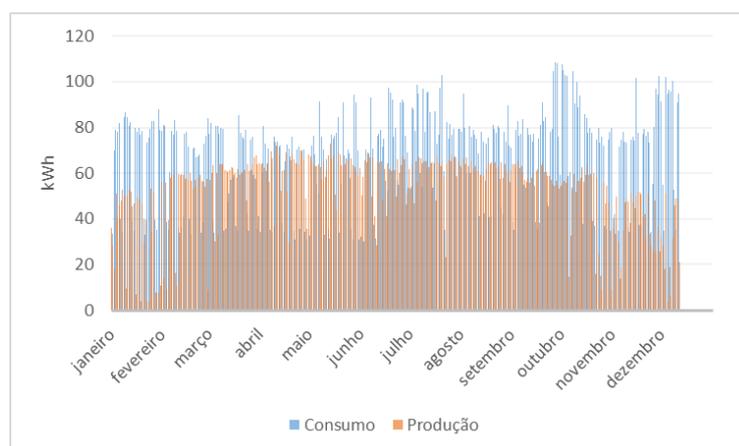


Figura 5.11: Sobreposição da Produção e do Consumo, durante um ano referente à potência instalada de 305,1 kW.

Tabela 5.8: Dados económicos da terceira análise

Investimento Total (€)	266 471,33
Poupança anual 90% desempenho (€)	46 117,06
Poupança anual 80% desempenho (€)	41 325,54
Poupança 25 anos (€)	1 081 053,70
Payback (anos)	5,78

Tabela 5.9: Valores anuais indicativos da poupança anual da terceira análise

Receita poupada AC c/ 90% desempenho	42 051,05 €
Receita poupada horas de ponta c/ 90% desempenho	2 004,49 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 90% desempenho	1 646,91 €
Receita poupada AC c/ 80% desempenho	38 039,00 €
Receita poupada horas de ponta c/ 80% desempenho	1 787,92 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 80% desempenho	1 081,05 €
Receita poupada em potência contratada	414,60 €

Tabela 5.10: Dados de instalação e produção da terceira análise

Potência instalada (kW)	305,1
Número de módulos	1017
Número de inversores	7
Consumo anual (MWh)	1407,5
Produção anual 90% desempenho (MWh)	439,9780699
Produção anual 80% desempenho (MWh)	387,1807015
Autoconsumo 90% desempenho (%)	28,1
Autoconsumo 80% desempenho (%)	25,5
Energia injetada na rede 90% desempenho (%)	10
Energia injetada na rede 80% desempenho (%)	7

Tabela 5.11: Comparação do investimento e da poupança para a primeira e terceira análise.

	583,5 kW	305,1 kW
Investimento Total	509 628,88 €	266 471,33 €
Poupança 1 ano	72 809,44 €	46 117,05 €
Poupança 5 anos	364 047,20 €	230 569,70 €
Poupança 10 anos	728 094,40 €	461 139,40 €
Poupança 15 anos	1 064 415,80 €	667 752,65 €
Poupança 25 anos	1 737 058,60 €	1 080 979,15 €
Rácio Poupança/Investimento	3,41	4,06

5.4 Comparação das 3 análises

Construiu-se uma tabela final, de modo a se poder comparar as 3 análises efetuadas, Tabela 5.12.

Com o objetivo de maximizar a poupança efetuada, a primeira proposta é a melhor. No entanto, de maneira a determinar a importância da energia injetada na rede, procedeu-se aos cálculos da Tabela 5.13, mas sem ter em conta a remuneração do excedente.

Conseguimos entender que o resultado se mantém, sendo a primeira análise a mais lucrativa no final, porém a diferença entre a primeira proposta e a segunda diminui consideravelmente, exis-

tindo apenas uma diferença de, sensivelmente, 30 000 € entre elas. Para que a primeira proposta seja financeiramente melhor que a segunda, o sistema precisa de funcionar no mínimo 22 anos.

Tabela 5.12: Comparação do investimento e da poupança para as três análises.

	583,5 kW	450,3 kW	305,1 kW
Investimento Total	509 628,88 €	392 292,01 €	266 471,33 €
Poupança 1 ano	72 809,44 €	61 830,16 €	46 117,05 €
Poupança 5 anos	364 047,20 €	309 150,80 €	230 569,70 €
Poupança 10 anos	728 094,40 €	618 301,60 €	461 139,40 €
Poupança 15 anos	1 064 415,80 €	901 552,40 €	667 752,65 €
Poupança 25 anos	1 737 058,60 €	1 468 054,00 €	1 080 979,15 €
Rácio Poupança/Investimento	3,41	3,74	4,06
Poupança Total - Investimento Total	1 227 429,72 €	1 075 761,99 €	814 507,82 €
Payback	7	6,34	5,78

Tabela 5.13: Comparação do investimento e da poupança para as três análises, sem contabilizar a remuneração da energia excedente.

	583,5 kW	450,3 kW	305,1 kW
Investimento Total	509 628,88 €	392 292,01 €	266 471,33 €
Poupança 1 ano	61 766,94 €	56 195,37 €	44 470,14 €
Poupança 5 anos	308 834,68 €	280 976,86 €	222 350,70 €
Poupança 10 anos	617 669,68 €	561 953,72 €	444 701,40 €
Poupança 15 anos	913 519,92 €	826 188,87 €	645 909,01 €
Poupança 25 anos	1 505 221,04 €	1 354 659,19 €	1 048 324,21 €
Rácio Poupança/Investimento	2,95	3,45	3,93
Poupança Total - Investimento Total	995 592,16 €	962 367,18 €	781 852,88 €
Payback	8,25	6,98	5,99

Capítulo 6

Análise e Discussão de Resultados do Segundo Caso: Alteração do Local

6.1 Primeira comparação: a mesma potência instalada (583,5 kW) nas diferentes regiões

Para a realização desta dissertação, foram fornecidos os dados de produção, de instalações reais, em várias localizações do país. Resolveu-se então realizar um estudo em que fosse implementado um sistema fotovoltaico, para a mesma empresa, mas num local diferente do país, para se comparar as diferenças de implementação. Ou seja, o mesmo perfil de consumos nas duas regiões, mas com produções diferentes, de modo a perceber a influência do local de instalação na produção e dimensionamento do sistema fotovoltaico. Escolheu-se então comparar a região do Porto (Norte de Portugal), Figura 5.5 que se encontra no Subcapítulo 5.1, com a região de Grândola, Alentejo (Sul de Portugal), Figura 6.1. Os dados de produção foram tratados do mesmo modo em ambas as regiões, Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3. Como primeira análise decidiu-se utilizar a mesma potência instalada nas duas localizações, 583,5 kW.

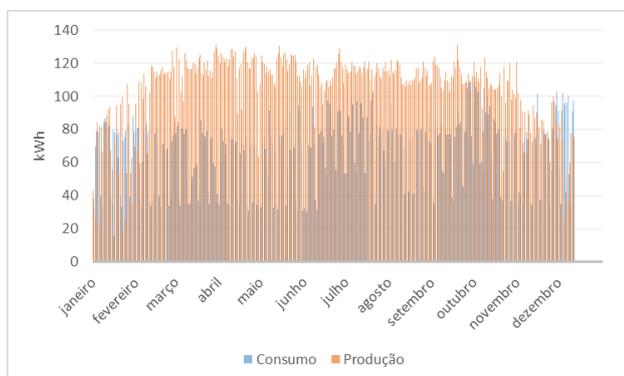


Figura 6.1: Sobreposição da Produção e do Consumo durante um ano, referente à potência instalada de 583,5 kW, no Alentejo.

Tabela 6.1: Dados de instalação e produção para ambas as regiões

	Porto	Grândola
Potência instalada (kW)	583,5	583,5
Número de módulos	1945	1945
Número de inversores	13	13
Consumo anual (MWh)	1407,5	1407,5
Produção anual 90% desempenho (MWh)	841,5	889,7
Produção anual 80% desempenho (MWh)	740,5	783,0
Autoconsumo 90% desempenho (%)	38,8	40,9
Autoconsumo 80% desempenho (%)	37,2	39,2
Energia injetada na rede 90% desempenho (%)	35,1	35,3
Energia injetada na rede 80% desempenho (%)	29,2	29,5

Tabela 6.2: Dados económicos de ambas as regiões

	Porto	Grândola
Investimento Total (€)	509 628,88	509 628,88
Poupança anual 90% desempenho (€)	72 809,44	76 305,22
Poupança anual 80% desempenho (€)	67 264,28	70 655,43
Poupança 25 anos (€)	1 737 058,68	1 822 883,68
Payback (anos)	7	6,68

Tabela 6.3: Valores anuais indicativos da poupança anual de ambas as regiões

	Porto	Grândola
Receita poupada AC c/ 90% desempenho	58 140,47 €	60 913,42 €
Receita poupada horas de ponta c/ 90% desempenho	3 189,45 €	3 327,43 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 90% desempenho	11 042,51 €	11 761,81 €
Receita poupada AC c/ 80% desempenho	55 760,51 €	58 490,37 €
Receita poupada horas de ponta c/ 80% desempenho	2 972,59 €	3 221,00 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 80% desempenho	8 094,17 €	8 641,51 €
Receita poupada em potência contratada	437,01 €	302,55 €

Como era esperado, na zona do Alentejo a produção é maior, visto ser uma zona de maior irradiação e com menor poluição, comparativamente com o Porto. No entanto, é curioso reparar que apesar do autoconsumo ser maior no Alentejo, a energia injetada na rede é igual para ambas as regiões, o que nos diz que o valor de produção aumenta, na maioria dos casos, em períodos de tempo em que a produção não excede o consumo, sendo assim um caso ótimo. Para além disso, é também curioso reparar que a poupança da potência contratada é maior no Porto, ou seja, quando a potência necessária para o sistema é maior, o autoconsumo do Porto produz mais do que no Alentejo, sendo a potência contratada do Porto de 382 kW e no Alentejo de 394 kW. Nesta comparação, foi possível constatar que o melhor caso no Porto não corresponde ao melhor caso no Alentejo, pois o payback do Alentejo não atinge o limite de 7 anos. Logo, é ainda possível aumentar a poupança final deste sistema.



Figura 6.2: Comparação da produção e consumo no maior dia do ano para a região do Porto.



Figura 6.3: Comparação da produção e consumo no menor dia do ano para a região do Porto.



Figura 6.4: Comparação da produção e consumo no maior dia do ano para a região do Alentejo.



Figura 6.5: Comparação da produção e consumo no menor dia do ano para a região do Alentejo.

Nesta análise, e nas futuras, apresentou-se apenas os gráficos do consumo e produção no maior e menor dia do ano, referentes aos desempenhos de 90%, Figuras 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5, estando os gráficos referentes ao desempenho de 80% contidos no Anexo A.2 para uma análise mais aprofundada.

6.2 Segunda comparação: o melhor caso de cada região

Nesta última comparação resolveu-se analisar o melhor caso de cada região, realizando a análise do caso, no Alentejo, para que a poupança final fosse máxima, com um período máximo de retorno de investimento de 7 anos.

Com esta análise, compreendemos que na região de Grândola, o sistema fotovoltaico apresenta melhores resultados do que a instalação no Porto. Porém, não possuímos os dados reais das duas instalações iniciais, como por exemplo, não se sabe que tipo de módulos e inversores foram utilizados nas instalações, não se sabe se os módulos possuíam a mesma orientação, não temos conhecimento da existência de sombreamentos durante o dia, nem temos conhecimento de manutenções/avarias que existiram durante todo o ano. Possuindo somente a informação da potência instalada e da produção real das instalações permite-nos apenas fazer suposições do que realmente

acontece em ambas as instalações destas duas regiões. Mas com os dados que obtivemos, podemos talvez concluir que uma instalação situada em Grândola terá um melhor desempenho do que um sistema fotovoltaico no Porto. Estes resultados podem ser observados nas Figuras 6.6, 6.7 e 6.8 e nas Tabelas 6.4, 6.5 e 6.6.



Figura 6.6: Comparação da produção e consumo no maior dia do ano para a região do Alentejo.



Figura 6.7: Comparação da produção e consumo no menor dia do ano para a região do Alentejo.

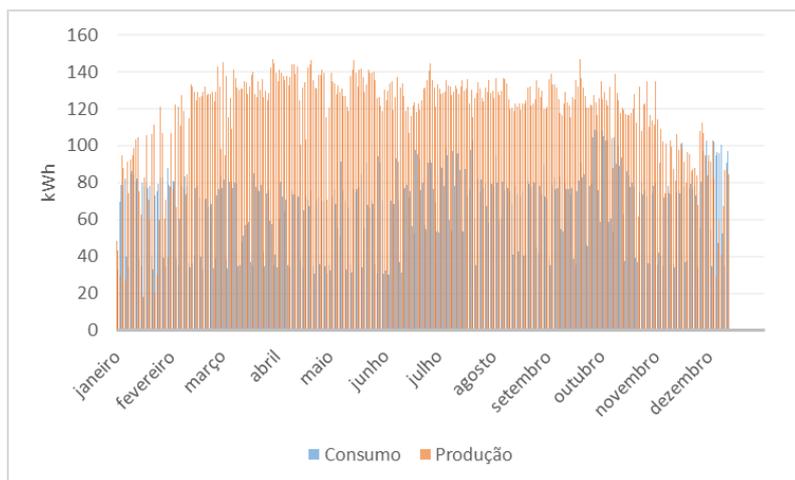


Figura 6.8: Sobreposição da Produção e do Consumo durante um ano, referente à potência instalada de 654,9 kW, no Alentejo.

Tabela 6.4: Dados de instalação e produção para ambas as regiões

	Porto	Grândola
Potência instalada (kW)	583,5	654,9
Número de módulos	1945	2183
Número de inversores	13	15
Consumo anual (MWh)	1407,5	1407,5
Produção anual 90% desempenho (MWh)	841,5	998,6
Produção anual 80% desempenho (MWh)	740,5	878,78
Autoconsumo 90% desempenho (%)	38,8	42,2
Autoconsumo 80% desempenho (%)	37,2	40,7
Energia injetada na rede 90% desempenho (%)	35,1	40
Energia injetada na rede 80% desempenho (%)	29,2	34,8

Tabela 6.5: Dados económicos de ambas as regiões

	Porto	Grândola
Investimento Total (€)	509 628,88	571 989,66
Poupança anual 90% desempenho (€)	72 809,44	81 726,37
Poupança anual 80% desempenho (€)	67 264,28	75 765,95
Poupança 25 anos (€)	1 737 058,68	1 953 753,01
Payback (anos)	7	7

Tabela 6.6: Valores anuais indicativos da poupança anual de ambas as regiões

	Porto	Grândola
Receita poupada AC c/ 90% desempenho	58 140,47 €	62 852,93 €
Receita poupada horas de ponta c/ 90% desempenho	3 189,45 €	3 416,85 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 90% desempenho	11 042,51 €	15 131,63 €
Receita poupada AC c/ 80% desempenho	55 760,51 €	60 691,79 €
Receita poupada horas de ponta c/ 80% desempenho	2 972,59 €	3 317,32 €
Venda remunerada da energia excedente c/ 80% desempenho	8 094,17 €	11 431,88 €
Receita poupada em potência contratada	437,01 €	324,96 €

Capítulo 7

Conclusão e Trabalho Futuro

7.1 Conclusão

O intuito deste trabalho foi encontrar a potência instalada ideal de um sistema fotovoltaico, para uma poupança máxima durante um período de funcionamento de 25 anos, limitando o retorno do investimento inicial a um período máximo de 7 anos. Essa potência ideal foi encontrada, sendo ela de 583,5 kW na região do Porto e de 654,9 kW em Grândola.

Estes resultados não são precisos, pois os dados iniciais fornecidos apenas indicam a produção de instalações reais, com potências instaladas definidas e um perfil de consumo de uma empresa alimentada em MT. Tem-se de salientar que as perdas dos sistemas iniciais e dos sistemas definidos pela análise realizada não são diretamente proporcionais, ou seja, um sistema de pequena dimensão possui menores perdas quando comparado com um sistema de grande dimensão. Partindo de instalações reais de BT para realizar o dimensionamento de instalações de MT cria imprecisões/erros na área das perdas.

Compreenda-se também que as limitações impostas neste trabalho são mínimas, apenas o retorno do investimento. Numa implementação comum, existem outras limitações como por exemplo: área de implementação, possíveis sombreamentos, investimento máximo admissível, percentagem de autoconsumo mínimo, redução máxima de energia consumida em horas de ponta, quantidade máxima de energia injetada na rede. Ter tão poucas limitações no projeto, leva a que com um investimento máximo se obtenha uma poupança em valor absoluto máxima também. No entanto, foram realizadas várias análises de maneira a tentar perceber se reduzindo a quantidade de energia injetada na rede, a nossa poupança seria maior. Nessas diferentes análises reparou-se que o rácio Poupança/Investimento seria maior, no entanto, em termos de poupança final, o valor seria sempre superior quanto maior fosse a produção do sistema, e como o objetivo deste trabalho era o de maximizar a poupança final realizada, em valor absoluto, o melhor caso foi aquele que apresentava o menor valor deste rácio.

Concluiu-se que não era com a venda da energia excedente que se gerava uma maior poupança, mas sim com o facto de quando se aumenta a potência instalada também se aumenta a percentagem de autoconsumo da instalação. É verdade que a energia injetada na rede se vende a um preço muito reduzido, quando comparada com o preço de compra, mas mesmo assim, o facto de existir mais poupança com o aumento do autoconsumo, torna vantajoso a produção de energia em excesso em algumas alturas. É perceptível que a instalação chegaria a um limite, onde o autoconsumo não poderia ser aumentado e, somente nesse ponto, é que se tornaria indesejável subir a potência instalada. A ideia do autoconsumo não é a produção de energia em excesso com o propósito de venda, mas sim a produção de energia para colmatar o máximo de energia exigida pelo sistema.

7.2 Trabalho Futuro

Para uma maior perceção dos erros associados a este trabalho, seria vantajoso realizar-se um estudo que tentasse compreender o aumento de perdas de um sistema fotovoltaico à medida que se aumentasse a potência instalada, assim como as perdas relativas ao aumento da área de implementação das instalações fotovoltaicas, visto que nesta dissertação foi analisada a produtividade de uma central de pequena dimensão para que fosse possível perceber a produção de uma central de maior dimensão, caso instalada no mesmo local.

Seria também relevante realizar-se um estudo que avaliasse a possibilidade da rede de energia servir como bateria dos sistemas de autoconsumo ligados à mesma. Teria de se avaliar a viabilidade desta alteração, mas sendo possível a realização deste projeto, os sistemas de produção de energia para autoconsumo, mediante uma taxa de utilização, poderiam utilizar a rede para injetar a energia excedente produzida e, mais tarde quando necessário, utilizar essa mesma quantidade de energia em alturas de fraca produção. Este novo formato iria convidar as instalações a produzirem energia excedente propositadamente, caso as tarifas de utilização desta funcionalidade fossem demasiado baixas, pelo que a legislação sobre os sistemas de autoconsumo teria de definir bem as produções máximas de energia excedente, o que ainda não acontece. Creio que esta possibilidade na rede ia também resultar num aumento de centrais produtoras para autoconsumo, com fontes primárias de energia renovável, o que seria vantajoso para a sustentabilidade energética, bem como para a diminuição da poluição produzida.

Bibliografia

- [1] *Manual de Boas Práticas Energéticas - Iberdrola.*
- [2] *Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação, 2004.*
- [3] Jornada kostal, inversores fotovoltaicos de conexão à rede para instalações de autoconsumo upac, upp. Technical report, Kostal Solar Eletric Ibérica S.L., 2014.
- [4] Associação de Energias Renováveis. *Anuário APREN - Portugal precisa da nossa energia!* APREN, 2019.
- [5] Diário da República: 1º série, nº202, www.dre.pt. *Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014.*
- [6] Diário da República: 1º série nº206. *Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de Outubro da Presidência do Conselho de Ministros, 2019.*
- [7] APESF e LNEG. *Guia para o Autoconsumo Fotovoltaico - Portugal. PVP 4 Grid, 2019.*
- [8] Klaus Jager, Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. Swaaij, and Miro Zeman. *Solar Energy Fundamentals, Technology and Systems. 2014.*
- [9] João Tavares Pinho and Marco Antonio Galdino. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro, 1:47–499, 2014.*
- [10] Energia Solar. Energia solar. *Recopilado de: <https://autosolar.es/bateriasagm/bateria-agm-12v-220ah-victron-energy>. El, 20, 2017.*
- [11] António M. Vallêra and Miguel Centeno Brito. Meio século de história fotovoltaica. *Gazeta de Física, 2006.*
- [12] Marcelo Gradella Villalva. *Energia Solar Fotovoltaica. Saraiva Educação, 1983.*

Anexo A

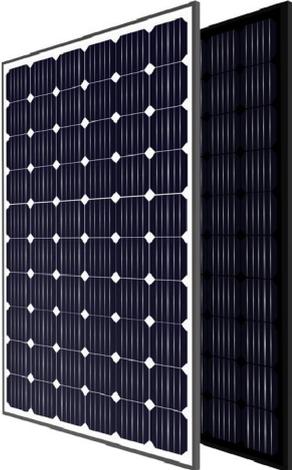
A.1 Fichas Técnicas

Módulos fotovoltaicos | TURBO SUPERIOR 300 - 320 W 
www.eurenergroupp.com

MAXIMUM POWER
TURBO SUPERIOR
300-320W
60 CELLS

MEPV 300 - 320W

Covered cell interconnections | 5 Busbar | IP68



Qualidade

- / IP68
- / Sujeito ao teste de eletroluminescência
- / Vidro de alta transmissividade e alta resistência
- / Moldura com maior resistência mecânica e câmara de ar
- / Materiais que são recicláveis e que respeitam o meio ambiente

Certificados

- / IEC 61215: 2005
- / EEE016-20130528-001 (França)
- / Certificado de resistência ao fogo
- / Resistência frontal (neve) 5,400 Pa
- / Resistência traseira (vento) 2,400 Pa
- / IEC 61730-1: 2004 / IEC 61730-2: 2004
- / WEEE de conformidade na Alemanha
- / ETL Listed Mark (USA-Canadá)
- / Conforme VKF-AEAI (Suíça)
- / MCS (Reino Unido)
- / Classe I (UNI 9177)
- / SundaHus
- / ETN

15 ANOS DE GARANTIA DO PRODUTO

25 ANOS DE GARANTIA DE RENDIMENTO

O Laboratório da PHOTON fala sobre os nossos módulos:
Eurener é um dos fabricantes mais antigos de módulos da Europa: a empresa espanhola foi fundada em 1997. L. Distingue-se por valores que estão acima da média: o coeficiente de temperatura é muito melhor do que o de outros módulos que se encontram no campo de teste. A curva de comportamento em diferentes condições de irradância mostra um aumento notável da eficiência em irradâncias entre média e altas, e uma ligeira diminuição na eficiência a baixa irradância. Estes fatores mostram que este módulo pode alcançar um desempenho acima da média em medições a longo prazo.










20 ANOS DE EXPERIÊNCIA



TURBO SUPERIOR

Monocristalino Standard - All Black / 300 / 310 / 315 / 320W

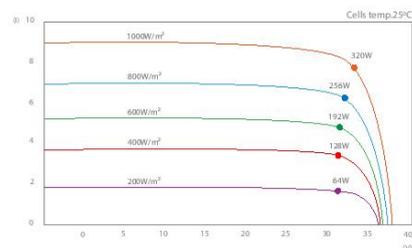
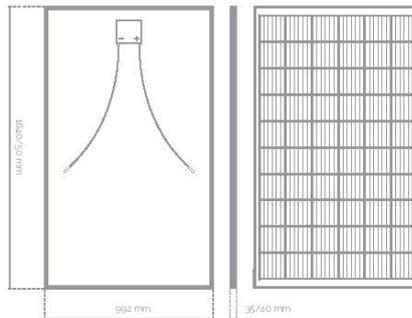


Figura A.1: Ficha Técnica do módulo utilizado



Características mecânicas

Frame
Preto / alumínio anodizado prateado 0,015 mm
Interconexões de células tapadas
Robusto e resistente à corrosão
Ligação à terra incorporada
Caixa de conexão
Selada, robusta e ampla favorecendo a dissipação do calor
IP68 de acordo com IEC 60529
Diodos by-pass incorporados (3/6) para proteção do sombreamento parcial
Conector MC4 ou compatível, fácil e rápida conexão
Cabos de 1 metro (+0,1m) de comprimento e 4 mm ² de seção
Aprovação de Class Fogo I (UNI 9177)
Frontal
Vidro temperado de 3,2 mm de espessura
Texturizado, baixo teor de ferro, extra-claro
Células solares
60 células silício monocristalino / 156x156 mm
Peso, dimensões e packaging
19 Kg 1640 x 992 x 40mm(+/-1%) Packaging: 784 pcs-truck
19 Kg 1650 x 992 x 35mm(+/-1%) Packaging: 896 pcs-truck



Valores elétricos

Standard - All Black	MEPV 300	MEPV 310	MEPV 315	MEPV 320
Potência Nominal, Pmpp	300W	310W	315W	320W
Tolerância, Pmpp	0 / +5W	0 / +5W	0 / +5W	±3W
Área do módulo	1,62			
Eficiência do módulo	18,52%	19,14%	19,44%	19,75%
Isc	9,89 A	9,93 A	9,95 A	9,96 A
Uoc	39,75 V	40,20 V	40,50 V	40,85 V
Impp	9,37 A	9,67 A	9,82 A	9,88 A
Umpp	32,02 V	32,06 V	32,08 V	32,39 V
Tensão máxima	1000 V			
Isc	0,05% / °C			
Uoc	- 0,29% / °C			
g Pmax	- 0,39% / °C			
Intervalo de temperatura	- 40°C to +85°C			
NOCT	44°C ± 2°C			

NOTA: Leia o manual de instruções deste produto e siga as indicações. Os valores são válidos para: 1000W/ m², AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C. Tolerância de medição: ±3%. Toda a informação deste folheto pode ser alterada pela Eurener sem aviso prévio.

Sede Europeia:
Calle Colón 1 - 23
46004 Valencia (Spain)
Tel. +34 96 004 55 15
contact@eurenereurope.com

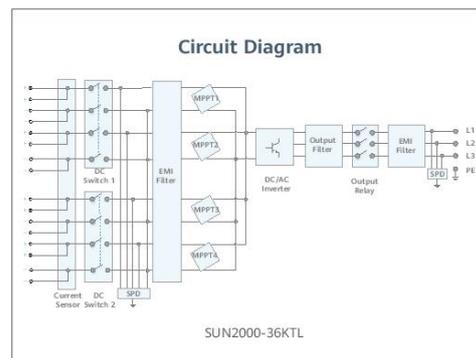
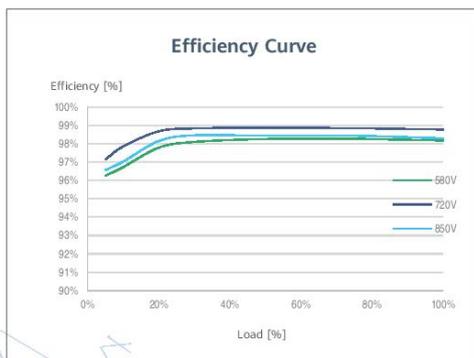


Figura A.2: Continuação da Ficha Técnica do módulo utilizado

SUN2000-36KTL
Smart String Inverter



- 
Smart
 8 strings intelligent monitoring
- 
Efficient
 Max. efficiency 98.6%
- 
Safe
 Fuse free design
- 
Reliable
 Type II surge arresters for DC & AC



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Figura A.3: Ficha Técnica do inversor utilizado

SUN2000-36KTL
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-36KTL
Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	4
Max. number of inputs	8
Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Version No.02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Figura A.4: Continuação da Ficha Técnica do inversor utilizado

A.2 Gráficos do consumo e da produção das instalações, com diferentes potências instaladas, com desempenho de 80%



Figura A.5: Produção e consumo no maior dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 450,3 kW

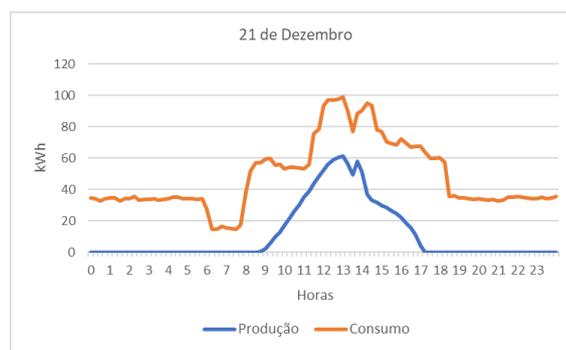


Figura A.6: Produção e consumo no menor dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 450,3 kW



Figura A.7: Produção e consumo no maior dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 305,1 kW



Figura A.8: Produção e consumo no menor dia do ano da segunda análise com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 305,1 kW



Figura A.9: Produção e consumo no maior dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 583,5 kW



Figura A.10: Produção e consumo no menor dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 583,5 kW



Figura A.11: Produção e consumo no maior dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 654,9 kW



Figura A.12: Produção e consumo no menor dia do ano da primeira análise, no Alentejo, com 80% de desempenho, com uma potência instalada de 654,9 kW