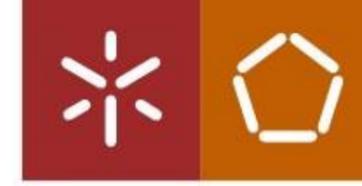




Estudo da viabilidade de tornar um atelier de componentes têxteis 100 % renovável em termos energéticos até 2025

UMinho | 2021

Ana Isabel Ribeiro Cardoso



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Ana Isabel Ribeiro Cardoso

Estudo da viabilidade de tornar um atelier de componentes têxteis 100 % renovável em termos energéticos até 2025

dezembro 2021



Universidade do Minho

Escola de Engenharia

Ana Isabel Ribeiro Cardoso

**Estudo da viabilidade de tornar um atelier
de componentes têxteis 100 % renovável
em termos energéticos até 2025**

Dissertação de Mestrado

Mestrado Integrado em Engenharia Biológica

Ramo Tecnologia Ambiental

Trabalho realizado sob a orientação de

Luciana Jesus dos Santos Peixoto

DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

Licença concedida aos utilizadores deste trabalho



Atribuição-NãoComercial-SemDerivações
CC BY-NC-ND

AGRADECIMENTOS

A todos que, de forma direta ou indireta, tornaram possível a realização deste trabalho, os meus sinceros agradecimentos. De forma especial agradeço:

À minha orientadora, Professora Luciana Peixoto, pelas suas indicações, críticas, sugestões e correções que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também toda a disponibilidade, incentivo e atenção mostrados durante esta fase.

À Engenheira Sílvia Parente, pela boa orientação, constante preocupação demonstrada, pelo incentivo, atenção e motivação durante todo o percurso na empresa.

A toda a minha família, em especial aos meus pais e irmãos, por todo o afeto, amor e apoio durante toda a vida. Agradeço também pelos valores que me transmitiram e pela possibilidade de ter uma vida académica.

Aos meus amigos, pela amizade, pela compreensão, pelo apoio durante toda a vida e pelo prazer de vos conhecer.

Aos meus colegas de trabalho, pelo apoio técnico, pela amizade e pela orientação.

À Universidade do Minho, pela oportunidade de integrar na vida académica.

Ao Diogo, por fazer parte da minha vida. Agradeço toda a paciência, apoio, compreensão e encorajamento sempre demonstrados desde o dia que nos conhecemos e, em especial, nos momentos mais difíceis.

A todos, o meu sincero obrigada.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

Estudo da viabilidade de tornar um atelier de componentes têxteis 100 % renovável em termos energéticos até 2025

RESUMO

Nos dias de hoje a eletricidade é um bem essencial na vida das populações. Grande parte da produção de energia é gerada por processos que apresentam impactos negativos no meio ambiente, como a queima de combustíveis fósseis que leva à emissão de poluentes, ao consumo de recursos naturais, às alterações climáticas, ao aquecimento global, entre outros problemas graves. Desde o século XX, a procura por formas menos nocivas de produzir eletricidade tem crescido e, desde então, surgem as energias renováveis que começam a ganhar poder no mercado elétrico. Os benefícios ambientais e económicos destas formas de produção de energia impulsionaram o desenvolvimento das mesmas. Em Portugal, a primeira energia renovável a ser explorada em grande escala foi a energia hídrica, seguida da energia eólica. A energia solar tem vindo a conquistar posição no mercado elétrico mundial.

A presente dissertação foi realizada com o objetivo de estudar a viabilidade de implementar formas de produção de energia por meios renováveis num atelier de componentes têxteis, de modo a garantir que o seu consumo energético seja 100 % renovável, focando-se no dimensionamento de uma central fotovoltaica, como primeiro passo para atingir este objetivo.

Inicialmente, foi feita uma revisão bibliográfica sobre as energias renováveis, analisando o papel destas no mercado português e o enquadramento da legislação aplicável. De seguida, focou-se a investigação na energia fotovoltaica, onde foram abordados os tipos de sistemas, os equipamentos, como dimensionar um projeto e alguns conceitos importantes. Posteriormente, foi realizada uma avaliação ao recurso solar e ao recurso eólico da área envolvente. De seguida, avaliaram-se os consumos energéticos dos edifícios em estudo. Após identificar o local e estudar os consumos energéticos e a exposição solar, foram dimensionadas as centrais fotovoltaicas sem armazenamento e conectadas à rede pública. Para terminar, foi feita uma análise em termos económicos e foram apresentadas propostas futuras para atingir o objetivo. Foi também realizada uma matriz de aspetos e impactos ambientais associada à elaboração dos projetos em questão.

Através do estudo económico, verificou-se que é necessário um investimento de 246700 € e 320815 € para Ponte de Lima e Penafiel, respetivamente. Quanto aos indicadores económicos, foi possível concluir que os projetos são economicamente viáveis, pois apresentam um *payback* inferior a 7 anos, VAL positivo e TIR superior à taxa mínima de atratividade.

Palavras-chave: Autoconsumo; Dimensionamento; Energias Renováveis; Energia Solar; Módulos

Feasibility study for making a textile component atelier 100 % renewable in terms of energy by 2025

ABSTRACT

Nowadays, electricity is an essential asset in the population's lives. A large part of energy production become of processes that impact the environment negatively, such as the burning of fossil fuels that lead to the emission of pollutants, consumption of natural resources, climate changes, global warming, among other serious problems. Since the XX century, the demand for less dangerous ways to produce electricity has grown and, since then, renewable energies have started to grow in the electricity market. The environmental and economic benefits of these forms of energy production led the renewable energies to develop. In Portugal, the first renewable energy to expand on a large scale was hydropower, pursued by wind energy. Solar energy has been gaining emphasis in the world electricity market.

This dissertation was made with the objective of studying the feasibility of implementing forms of energy production by renewable ways, in order to guarantee that the energy consumption of the company is 100% renewable. This dissertation focuses on the dimensioning of a photovoltaic plant, as the first step to achieve the goal.

Initially, a bibliographic search was carried out on renewable energies, as well as their role in the Portuguese market and a framework of the applicable legislation. Then, the research focused on the photovoltaic energy, where some important concepts were analyzed, such as the types of solar systems, photovoltaics equipment's, how to dimension the project, among others. Afterwards, was performed an analysis of the solar and wind resource for the projects. Then was carried out a study about the energy consumption of the buildings for the photovoltaic installations. After identifying the location and studying energy consumption and sun exposure, the photovoltaic power plants were dimensioned. The project was scaled without storage and connected to the public grid. Finally, an analysis was carried out in economic terms and future proposals were made to achieve the main goal. A matrix of environmental aspects and impacts associated with the elaboration of the projects in question was also carried out.

Through the economic evaluation, it was found necessary an investment of 246700 € and 320815 € for Ponte de Lima and Penafiel, respectively. As for the economic indicators, it was possible to conclude that the projects are economically viable, because the payback occur in less than 7 years, VAL is positive and TIR is higher than the minimum attractiveness rate.

Keywords: Self-consumption; Dimensioning; Renewable Energies; Solar Energy; PV Modules

ÍNDICE

Índice.....	vii
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas.....	xii
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos.....	xiv
1 Introdução.....	1
1.1 Contexto e Motivações.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura da Dissertação.....	2
2 Energias Renováveis e Sustentabilidade Energética.....	4
2.1 Energias Renováveis.....	4
2.1.1 Energia Eólica.....	5
2.1.2 Energia Solar.....	10
2.1.3 Panorama Nacional de Geração de Energias Renováveis.....	16
2.1.4 Armazenamento de Energia.....	18
2.2 <i>Levelized Cost of Energy</i> (LCOE).....	22
2.3 Desempenho Energético dos Edifícios.....	23
2.3.1 Conceito de Necessidades Energéticas quase Nulas (nZEB).....	25
2.4 Legislação e Planos Nacionais para a Eficiência Energética e Energias Renováveis.....	27
2.4.1 O Acordo de Paris.....	27
2.4.2 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050).....	27
2.4.3 Programas e Planos Nacionais de Ação.....	28
2.4.4 Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC).....	29
2.4.5 Legislação Reguladora do Autoconsumo e Produção de Energias Renováveis.....	31
3 Energia Solar Fotovoltaica.....	33
3.1 Componentes do Sistema Solar Fotovoltaico.....	33
3.1.1 Painéis Fotovoltaicos.....	33
3.1.2 Inversores de Corrente.....	38
3.1.3 Estruturas de Fixação das Instalações de Centrais Fotovoltaicas.....	40
3.1.4 Cabeamento Elétrico.....	42
3.2 Comportamento da Radiação Solar na Superfície Terrestre.....	43
3.2.1 Ângulos Solares.....	44

3.2.2	Efeitos da Irradiância e Temperatura	46
3.3	Método de Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico.....	47
3.3.1	Manutenção de Sistemas Fotovoltaicos	55
4	Projeto das Unidades de Produção para Autoconsumo – Caracterização dos Casos de Estudo ..	57
4.1	A Empresa de Acolhimento	57
4.2	Caracterização do Recurso Solar	57
4.3	Caracterização do Recurso Eólico.....	62
4.4	Consumo Energético dos Ateliers	66
4.4.1	Indicadores de Controlo Energético	71
5	Projeto das Unidades de Produção para Autoconsumo – Localização e Dimensionamento	72
5.1	Proposta de Localização da UPAC no Atelier de Ponte de Lima	72
5.2	Proposta de Localização da UPAC no Atelier de Penafiel.....	74
5.3	Dimensionamento dos Projetos de Instalação de UPAC	75
5.3.1	Escolha dos Equipamentos	76
6	Projeto das Unidades de Produção para Autoconsumo – Análise Económica.....	91
6.1	Investimento Inicial	93
6.2	Estudo da Viabilidade Económica	95
7	Trabalhos Futuros	105
8	Conclusão.....	107
	Referências	109
	Anexo I – Avaliação dos Aspetos e Impactos Socioambientais.....	117
	Anexo II – Sistemas de Armazenamento de Energia	129
	Anexo III – Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico	140
	Anexo IV – Fichas Técnicas dos Inversores.....	142

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Exemplo de uma turbina eólica de eixo vertical (TEEV). Fonte: [12].	5
Figura 2. Exemplo de uma turbina eólica de eixo horizontal (TEEH). Fonte: [12].	6
Figura 3. Evolução da capacidade total instalada (C_t), expressa em MW, da energia eólica em Portugal, entre 2000 e 2020. Fonte: [16].	7
Figura 4. Hierarquia para o tratamento dos resíduos. Adaptado de: [20].	8
Figura 5. Exemplos de tecnologias solares passivas e ativas. Adaptado de: [22].	10
Figura 6. Evolução da capacidade total instalada (C_t), expressa em MW, da energia solar fotovoltaica em Portugal entre 2000 e 2020. Fonte: [16].	11
Figura 7. Exemplo de um painel solar térmico. Fonte: [21].	12
Figura 8. Esquema ilustrativo do processo de circulação da água por termossifão. Fonte: [26].	13
Figura 9. Esquema ilustrativo do processo de circulação da água por circulação forçada. Fonte: [26].	13
Figura 10. Esquema das aplicações associadas à energia solar fotovoltaica. Adaptado de: [29].	15
Figura 11. Evolução da geração de energia (E) por fontes renováveis <i>vs.</i> consumo de eletricidade em Portugal entre 2000 e 2020. Adaptado de: [13, 14].	17
Figura 12. Distribuição dos centros de produção de energia renovável em Portugal Continental e nas ilhas. Fonte: [32].	18
Figura 13. Exemplo de tecnologias, conforme o tipo de armazenamento. Adaptado de: [39].	19
Figura 14. Comparação de várias tecnologias de armazenamento de energia em termos de tempo de descarga (t) e capacidade de armazenamento (Ca). Adaptado: [36].	21
Figura 15. Evolução do LCOE médio do sistema solar fotovoltaico, solar térmico, eólica <i>onshore</i> e eólica <i>offshore</i> , entre 2010 e 2019. Adaptado de: [45].	23
Figura 16. Metas estabelecidas no PNEC para o horizonte 2030. Fonte: [56].	30
Figura 17. Vertentes do regime de produção. Adaptado de: [59].	32
Figura 18. (a) Composição de um painel fotovoltaico e (b) Hierarquia do painel fotovoltaico. Adaptado de: [19, 63].	34
Figura 19. Curva $I-V$ para 3 células solares configuradas em série. Adaptado de: [64].	36
Figura 20. Curva $I-V$ para 3 células solares configuradas em paralelo. Adaptado de: [64].	36
Figura 21. Exemplo de uma ficha técnica de um módulo fotovoltaico. Adaptado de: [66].	37

Figura 22. Diferentes estruturas de seguimento solar a um eixo e a dois eixos, sendo (a) estrutura a um eixo com seguimento azimutal; (b) estrutura a um eixo com seguimento polar; (c) estrutura a um eixo com seguimento horizontal Norte-Sul; (d) estrutura a dois eixos. Adaptado de: [69].	42
Figura 23. Ilustração dos ângulos solares, onde γ_s , α_s e θ_z correspondem a azimute solar, altitude solar e zénite solar, respetivamente. Adaptado de: [71].	44
Figura 24. Ilustração das diferentes situações relacionadas com a Massa de Ar. Adaptado de: [29].	45
Figura 25. Curva $I-V$ para variações da irradiância e temperatura constante (temperatura nas condições STC = 25 °C). Fonte de: [61].	46
Figura 26. Curva $I-V$ para variações da temperatura e irradiância constante (irradiância nas condições STC = 1000 W/m ²). Fonte: [61].	47
Figura 27. Esquema das etapas para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à RESP. Adaptado de: [64, 66].	48
Figura 28. Identificação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico na curva $I-V$. Fonte: [73].	49
Figura 29. Distância entre as filas de painéis, de forma a evitar sombreamento. Fonte: [67].	51
Figura 30. Irradiação normal direta em Portugal, com foco nos distritos de Viana do Castelo (a) e Porto (b) e localização dos dois ateliers no mapa. Adaptado de: [78].	59
Figura 31. Valores médios mensais de irradiação normal direta em Calvelo, Ponte de Lima e Santa Marta, Penafiel. Fonte: [77, 78].	60
Figura 32. Distribuição da irradiação normal direta diária em Calvelo, Ponte de Lima. Fonte: [77].	61
Figura 33. Distribuição da irradiação normal direta diária em Santa Marta, Penafiel. Fonte: [78].	61
Figura 34. Velocidade média do vento a 100 m de altitude, com foco nos distritos de Viana do Castelo (a) e Porto (b) e localização dos dois ateliers no mapa. Adaptado de: [79].	63
Figura 35. Frequência (f) das velocidades do vento (v) ao longo do ano, nas regiões de Calvelo e Santa Marta. Adaptado de: [81], [82].	63
Figura 36. Distribuição das velocidades do vento ao longo dos dias do ano em Calvelo (a) e Santa Marta (b). Adaptado de: [81, 82].	64
Figura 37. Rosa da velocidade dos ventos na zona de Calvelo (a) e Santa Marta (b). Adaptado de: [81, 82].	65
Figura 38. Variação diária da velocidade do vento em Calvelo e Santa Marta, a uma altitude de 100 metros. Adaptado de: [79].	66
Figura 39. Consumo de eletricidade (C_e) anual dos ateliers de Ponte de Lima e Penafiel.	67

Figura 40. Variação diária da potência (P), extraída dos diagramas de carga, para ambos os ateliers.	69
Figura 41. Balanço de energia tendo por base uma auditoria energética realizada em 2017.	69
Figura 42. Terreno correspondente ao atelier de Ponte de Lima.	73
Figura 43. Terreno correspondente ao atelier de Penafiel.	75
Figura 44. Previsão do <i>layout</i> para implementação do projeto em Ponte de Lima.....	89
Figura 45. Previsão do efeito de sombreamento causado pelos sobreiros.	89
Figura 46. Previsão do <i>layout</i> para implementação do projeto em Penafiel.....	90
Figura 47. Evolução da capacidade de produção de energia (E) tendo em conta a taxa de degradação do produto durante a vida útil do projeto.	104
Figura 48. Procedimento para verificar se o objetivo é cumprido ou não.	105
Figura 49. Princípio do armazenamento de ar comprimido, onde (a) corresponde ao sistema CAES clássico e (b) corresponde ao sistema avançado de armazenamento adiabático de ar comprimido. Adaptado de: [42].....	130
Figura 50. Ilustração do funcionamento do sistema de armazenamento de bombeamento hidrelétrico. Adaptado de: [42].....	131
Figura 51. Esquema do sistema de armazenamento volantes de inércia. Adaptado de: [42].....	132
Figura 52. Ilustração das aplicações do processo <i>Power-to-Gas</i> . Adaptado de: [36].	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Evolução da energia eólica em Portugal entre 2012 e 2020. Adaptado de: [14, 15]	6
Tabela 2. Evolução da energia solar fotovoltaica em Portugal entre 2012 e 2020. Adaptado de: [14, 15]	11
Tabela 3. Vantagens e desvantagens do sistema por circulação forçada e por termossifão. Fonte: [25, 26].....	14
Tabela 4. Requisitos necessários, de acordo com o tipo de edifício, para ser considerado nZEB em Portugal. Adaptado de: [5]	26
Tabela 5. Metas setoriais para redução das emissões de CO ₂ , face aos valores de 2005. Adaptado de: [33].....	30
Tabela 6. Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal. Adaptado de: [33]	31
Tabela 7. Valores médios anuais obtidos no <i>Global Solar Atlas</i> . Fonte: [77, 78]	59
Tabela 8. Dados eólicos referentes à região de Calvelo e Santa Marta, para 10 % das áreas mais ventosas. Adaptado de: [79]	65
Tabela 9. Média dos gastos diários por mês de ambos os ateliers.	68
Tabela 10. Comparação dos parâmetros para diferentes módulos fotovoltaicos. Fonte: fichas técnicas dos produtos	77
Tabela 11. Cálculo da quantidade de módulos necessários tendo em conta o projeto e o tipo de módulo em estudo	78
Tabela 12. Comparação dos diferentes módulos tendo em conta a quantidade de módulos necessária e o investimento para cada projeto	79
Tabela 13. Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico selecionado. Fonte: Ficha técnica do produto	79
Tabela 14. Parâmetros técnicos dos inversores. Fonte: fichas técnicas dos produtos	80
Tabela 15. Cálculos para a configuração do sistema tendo em conta o inversor utilizado	82
Tabela 16. Cálculo do investimento dos inversores para cada projeto	82
Tabela 17. Dimensionamento dos inversores para o projeto de Ponte de Lima, com base no relatório gerado pelo programa <i>SmartDesign</i>	83
Tabela 18. Dimensionamento dos inversores para o projeto de Penafiel, com base no relatório gerado pelo programa <i>SmartDesign</i>	84

Tabela 19. Custos iniciais dos equipamentos para o projeto de Ponte de Lima (potência instalação de 360 kW pico).....	93
Tabela 20. Custos iniciais dos equipamentos para o projeto de Penafiel (potência instalação de 321,3 kW pico).....	94
Tabela 21. Cálculo da tarifa de custo para os dois projetos.....	95
Tabela 22. Parâmetros financeiros utilizados para a análise.....	95
Tabela 23. Resumos dos dados do projeto de Ponte de Lima e de Penafiel.....	96
Tabela 24. Análise económica do projeto de Ponte de Lima.....	101
Tabela 25. Análise económica do projeto de Penafiel.....	102
Tabela 26. Análise dos parâmetros associados à possibilidade de venda de excessos à rede para o 1º ano	103
Tabela 27. Resultados financeiros dos dois projetos	104
Tabela 28. Comparação entre o consumo energético atual dos ateliers e o autoconsumo projetado	105
Tabela 29. Critérios selecionados para análise de significância [90].....	117
Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]	119
Tabela 31. Comparação das propriedades, vantagens e desvantagens dos vários tipos de baterias de lítio. Adaptado de: [42]	137

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

A

AC	Corrente Alternada
<i>AM</i>	Massa de Ar
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AQS	Águas Quentes Sanitárias

C

CA	Circuito Aberto
CAES	Armazenamento de Energia de Ar Comprimido
CC	Curto-Circuito
CF	Fluxos de Caixa
CLT	<i>Cross Laminated Timber</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP21	Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015
CSP	Energia Solar Térmica

D

DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DHI	Irradiação Horizontal Difusa
DNI	Irradiação Normal Direta

E

EPBD	Diretiva do Desempenho Energéticos dos Edifícios
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energético

F

FDI	Fator de Dimensionamento
-----	--------------------------

G

GEE	Gases de Efeito Estufa
GHI	Irradiação Horizontal Global

I

/	Corrente
<i>I_{cc}</i>	Corrente de Curto-Circuito
<i>I_{MPP}</i>	Corrente no Ponto de Potência Máxima
IRENA	Agência Internacional de Energias Renováveis

K

KPI Indicador-Chave de Desempenho

L

LCOE *Levelized Cost of Energy*

M

MPP Ponto de Potência Máxima

MPPT Rastreador do Ponto de Potência Máxima

N

nZEB *Near Zero Energy Building*

P

P2G *Power-to-Gas*

PHS *Pumped Hydroelectric Storage*

$P_{m\acute{a}x}$ Potência máxima

PNAC Programa Nacional para as Alterações Climáticas

PNAEE Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

PNEC Plano Nacional de Energia e Clima

PRI Período de Retorno do Investimento

PV Fotovoltaico

PVC Policloreto de Vinil

Q

QGBT Quadro Geral de Baixa Tensão

R

REN Redes Energéticas Nacionais

RESP Rede Elétrica de Serviço Público

RNC2050 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

S

SAE Sistemas de Armazenamento de Energia

SERUP Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção

STC *Standard Test Conditions*

T

TEEH Turbina Eólica de Eixo Horizontal

TEEV Turbina Eólica de Eixo Vertical

TEMP Temperatura do ar

tep Tonelada Equivalente de Petróleo

TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
U	
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
V	
V	Tensão
VAL	Valor Atual Líquido
V_{CA}	Tensão de Circuito Aberto
V_{MPP}	Tensão no Ponto de Potência Máxima
η	Eficiência

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÕES

Até à década de 90, o tema das preocupações ambientais ainda era algo muito recente e pouco explorado, apesar dos esforços feitos para contrariar hábitos e mentalidades. Mais recentemente, devido às devastadoras situações que se têm vindo a sentir no Planeta Terra, os seres humanos começaram a adotar uma atitude mais preventiva e a optar por ações que apresentem um menor impacto negativo no meio ambiente, caminhando para uma sociedade mais sustentável. As empresas apresentam um papel crucial para atingir a sustentabilidade, sendo muito importante e urgente que estas tomem medidas para diminuir os impactos ambientais negativos, procurar fontes de energia mais verdes e fabricar produtos mais amigos do ambiente.

Atualmente, a sociedade ainda explora a grande escala os recursos não renováveis que levam milhões de anos para se formar. O excessivo uso destes recursos tem levado a problemas ambientais, tendo como principais repercussões as alterações climáticas que conduziram ao aquecimento global, ao degelo nos polos, chuvas ácidas, intoxicação da atmosfera e, conseqüentemente, do meio ambiente. Por esta razão, a procura por métodos mais verdes para obtenção de energia tem sofrido uma crescente procura, denotando uma preocupação face aos problemas vivenciados. Estudos feitos acerca da possibilidade de obter um sistema global de energia 100 % renovável afirmam que não existem barreiras técnicas nem financeiras no caminho para o obter. O que levanta questões acerca de possíveis limitações ambientais (exposição solar variável ou irregularidade do vento, por exemplo). Com a tecnologia atual existente, estes problemas podem ser contornados, ao incorporar sistemas de armazenamento de energia ou vender o excedente produzido à rede [1].

No ano de 2019, Portugal destacou-se entre os Estados-Membros da União Europeia (UE) como o quarto país com maior consumo de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis. Ao adotar estes sistemas de obtenção de energia mais verdes, contribuimos para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), para a eliminação do uso dos combustíveis fósseis do sistema energético (nomeadamente petróleo e gás), para a criação de novos empregos, entre outros, levando a uma melhoria da sustentabilidade, da saúde e em termos socioeconómicos. A utilização de energias renováveis em substituição aos combustíveis fósseis é uma solução mais vantajosa porque são fontes inesgotáveis, apresentam um reduzido ou quase nulo impacto ambiental e não afetam a composição atmosférica nem o balanço térmico [2, 3].

Os edifícios, durante o seu ciclo de vida, apresentam um grande impacto no ambiente, desde a extração e utilização dos materiais retirados da natureza para construção até à sua demolição e às energias necessárias para a manutenção do edifício. A procura por tornar os edifícios autossustentáveis e com menos impactos negativos no ambiente tem vindo a aumentar. O uso de energias renováveis para alimentar as necessidades energéticas dos edifícios também se tem tornado mais presente em Portugal, sendo que em setembro de 2020, 61% do total de geração de eletricidade foi proveniente de fontes de energia renovável [2, 4, 5].

Como parte do compromisso de reduzir as emissões de GEE e limitar o aumento da temperatura média global a 1,5 °C estipulados nos objetivos dos termos do Acordo de Paris, o grupo empresarial no qual o atelier de componentes têxteis se encontra inserido está motivado para desenvolver ações que procuram mitigar esse problema global. Acrescentando às preocupações ambientais a busca por um impacto mais positivo na sociedade, o grupo empresarial assumiu um compromisso que assenta no desenvolvimento sustentável. O projeto consiste num estudo de viabilidade de implementação de tecnologias capazes de captar energia proveniente de fontes renováveis e perceber de que forma até 2025 os ateliers conseguem dar resposta à ambição do grupo [6, 7].

1.2 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como principal objetivo estudar de que forma é possível e viável tornar os edifícios de um atelier de componentes têxteis energeticamente autossustentáveis e que medidas devem ser adotadas para aumentar a eficiência energética dos mesmos.

Após a análise das metodologias e tecnologias a adotar, foi realizado um estudo acerca do tempo de retorno do investimento e adoção de possíveis métodos de monitorização (*Key Performance Indicator* (KPI)).

Com este projeto, contribui-se para a escolha dos melhores métodos, quer em termos financeiros, quer em termos de eficiência. Destaca-se também como objetivo, responder positivamente à ambição do grupo empresarial nos prazos estipulados e contribuir de forma positiva para o ambiente, reduzindo os impactos negativos.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação encontra-se organizada em 8 capítulos.

Neste primeiro capítulo foi feito um breve enquadramento do projeto, as motivações e os objetivos associados, bem como a estrutura adotada nesta dissertação.

No segundo capítulo apresenta-se a revisão bibliográfica, onde é feita uma introdução temática relacionada com o projeto.

No terceiro capítulo é feita uma análise mais aprofundada da energia solar fotovoltaica e é explicado o método utilizado para o dimensionamento dos projetos.

No quarto capítulo encontra-se a análise dos consumos energéticos de ambos os edifícios, bem como a caracterização do recurso solar e do recurso eólico para os dois locais em estudo.

No quinto capítulo são escolhidos os equipamentos, são dimensionadas as duas unidades de produção para autoconsumo (UPAC) de cada atelier e são apresentadas as propostas finais.

No sexto capítulo é feita uma análise económica e uma análise ao desempenho das UPAC durante a sua vida útil.

No sétimo e oitavo capítulo são identificadas possíveis propostas futuras para atingir o objetivo proposto para esta dissertação e as principais conclusões do estudo.

2 ENERGIAS RENOVÁVEIS E SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA

2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS

De forma a contrariar o excessivo consumo de recursos não renováveis presentes no planeta, consumo este que conduziu a elevados níveis de poluição e destruição que por sua vez levaram a alterações climáticas graves, o setor das energias renováveis começou a desenvolver-se e a crescer. As energias renováveis provêm de recursos naturais que são ilimitados, pois são capazes de se regenerar de forma sustentável num curto período de tempo, para além de que não apresentam impacto negativo no planeta. A utilização destas fontes de energia acarreta inúmeras vantagens, destacando a diminuição ou até mesmo possível eliminação do uso de combustíveis fósseis (como o carvão, o gás natural, o petróleo) para geração de eletricidade, diminuição da emissão de GEE, redução no preço da energia elétrica no mercado de eletricidade, contribuição para o aumento da sustentabilidade ambiental e económica do país. Para além dos fatores ambientais, existem também os fatores populacionais, isto é, com o exponencial aumento da população, aumenta também o consumo de energia elétrica e, consequentemente, a necessidade de produzir mais de forma a atender às necessidades [8].

O atual cenário das energias renováveis começou a ser explorado em Portugal no final do século XX, especialmente devido à importância dos parques eólicos. Desde então, este ramo foi bastante examinado e estudado, sendo que atualmente existe uma elevada variedade de energias renováveis. As energias renováveis em comparação com as fontes de energia convencionais, apresentam um impacto positivo no meio ambiente e são muito importantes no que se refere ao conceito nZEB (*near zero energy building*), pois contribuem para um balanço energético nulo. Destacam-se [8, 9, 10]:

- **Energia eólica:** proveniente da energia cinética do vento;
- **Energia solar:** o sol é a fonte de energia;
- **Energia geotérmica:** energia obtida através do calor que provém do interior da Terra;
- **Energia da biomassa:** energia proveniente da matéria orgânica de origem vegetal e animal;
- **Energia hídrica:** utiliza a energia da água para produzir eletricidade;
- **Energia das ondas e marés.**

A sociedade tem vindo a demonstrar uma maior preocupação pelo meio ambiente e a implementar ações que visam atingir o desenvolvimento sustentável (ao nível das três dimensões – sociedade, ambiente e economia), de modo a garantir uma boa qualidade de vida, mas sem comprometer as gerações futuras [11].

2.1.1 ENERGIA EÓLICA

A energia eólica utiliza a força do vento como fonte de energia primária e atualmente é das fontes de energia renováveis mais utilizada para produzir eletricidade. O vento é o movimento de massas de ar ao longo da superfície terrestre, gerado pelo aquecimento diferenciado das zonas da atmosfera e pela orografia do terreno [10].

A energia cinética do vento é transformada em energia elétrica através das pás dos aerogeradores presentes nas centrais eólicas que são acionadas pela força do vento, fazendo rodar o eixo do gerador, produzindo eletricidade. As centrais eólicas são instaladas em zonas montanhosas e junto à costa, no caso de Portugal, pois são locais onde a velocidade média anual do vento excede 6 m/s. Além dos parques eólicos localizados em terra (chamados *onshore*), também podem existir centrais instaladas no mar (*offshore*). As últimas zonas referidas são caracterizadas por ventos fortes e constantes, possuem uma maior área disponível e as centrais apresentam um menor impacto visual [10].

Com o desenvolvimento da tecnologia, a diversidade de aerogeradores no mercado foi aumentando de modo a atender às distintas necessidades, como por exemplo, diferentes condições climáticas, características do local, impacto no meio ambiente e quantidade de energia produzida. Existem duas classificações de turbinas eólicas baseadas na posição do eixo de rotação da turbina, que são turbina eólica de eixo horizontal (TEEH) e turbina eólica de eixo vertical (TEEV). No caso da TEEV (Figura 1), o vento atinge o eixo de rotação da turbina perpendicularmente, enquanto que nas TEEH (Figura 2) o vento atinge paralelamente o eixo de rotação das pás. Quando comparados os dois tipos de turbinas, as TEEV apresentam um projeto mais simples e com menores investimentos, são equipamentos de menor porte, possuem necessidades de manutenção reduzidas, emitem níveis de ruído menores, apresentam um *design* rudimentar e são mais adequadas para zonas urbanas quando comparadas com as TEEH. Contudo, as TEEH são mais eficientes, apresentam maior potência, são mais comuns no mercado e ideais para zonas abertas e com ventos fortes [12, 13].



Figura 1. Exemplo de uma turbina eólica de eixo vertical (TEEV). Fonte: [12].



Figura 2. Exemplo de uma turbina eólica de eixo horizontal (TEEH). Fonte: [12].

Desde o início do século XXI que a produção de eletricidade com origem eólica tem vindo a desenvolver-se de forma significativa em Portugal. Este desenvolvimento é um passo importante para atingir os objetivos traçados no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), contribuindo de forma positiva para o *mix* energético português. Com a aproximação do fim de vida útil das turbinas eólicas instaladas em Portugal no início deste século (a vida útil de uma turbina eólica encontra-se entre os 20 e os 25 anos) e com a evolução tecnológica dos equipamentos das energias renováveis nos últimos anos, espera-se um maior contributo na produção de energia por fontes renováveis em Portugal. A substituição dos aerogeradores por outros mais modernos e com maior capacidade de produção terá uma influência muito positiva neste aspeto. A este processo de substituição de equipamentos por outros mais modernos e evoluídos dá-se o nome de *repowering* [9].

Como se pode verificar pela Tabela 1, a produção de energia elétrica em 2020 através de energia eólica foi cerca de 12 TWh, o que equivale a aproximadamente 25 % do consumo de eletricidade em Portugal, destacando-se como o terceiro país da Europa com maior incorporação de energia de base eólica [14, 15].

Tabela 1. Evolução da energia eólica em Portugal entre 2012 e 2020. Adaptado de: [14, 15]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produção energia eólica (GWh)	10260	12015	12111	11608	12474	12248	12617	13667	12364
% da energia eólica no consumo de eletricidade	22,0	23,3	22,9	22,1	20,7	20,6	21,2	25,7	25,3

Como se pode verificar pela Figura 3, no final de 2020 a capacidade total instalada de energia eólica *onshore* era aproximadamente 5400 MW. A capacidade instalada da energia eólica *offshore* ainda não é muito visível, contudo o primeiro parque eólico *offshore* instalado na costa portuguesa possui uma capacidade de 25 MW. A previsão para 2030 do PNEC é que a capacidade eólica instalada em Portugal seja de 9 GW, ou seja, aproximadamente mais 3 GW da capacidade de produção atual [9, 16].

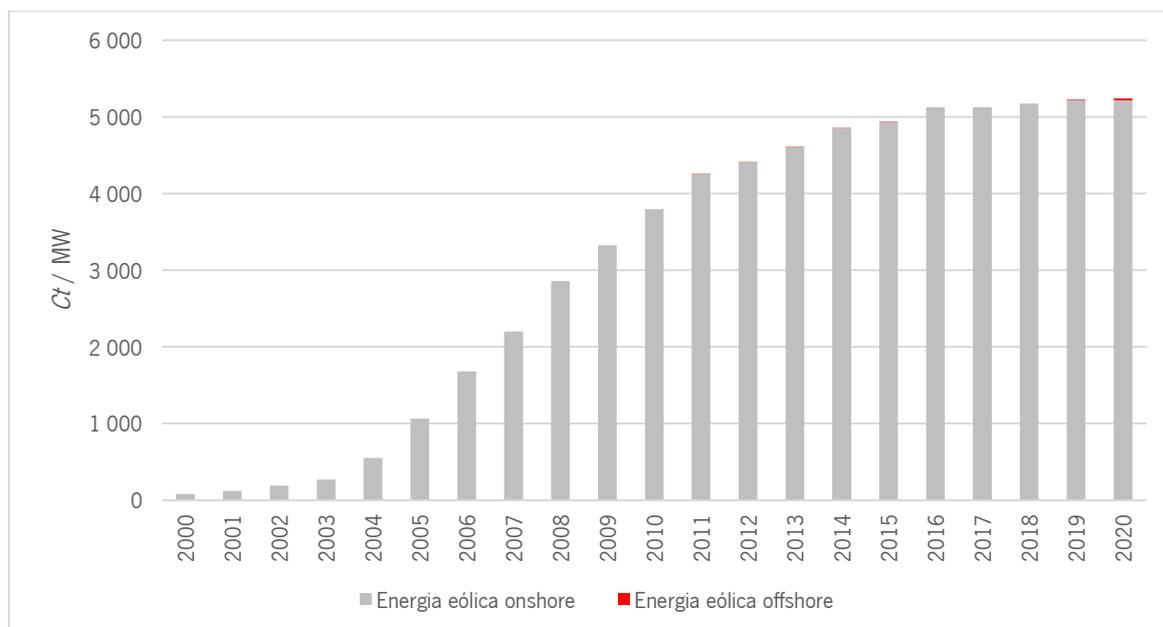


Figura 3. Evolução da capacidade total instalada (C_t), expressa em MW, da energia eólica em Portugal, entre 2000 e 2020. Fonte: [16].

2.1.1.1 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DA ENERGIA EÓLICA

Uma correta avaliação dos impactos e das medidas de mitigação e um planeamento e monitorização da energia eólica atendendo a certos requisitos é muito importante, de forma a minimizar os impactos negativos, por vezes impercetíveis, que afetam o ambiente e a sociedade [17, 18].

Para além dos impactos associados às etapas do projeto das centrais eólicas, a extração da matéria-prima para construir os aerogeradores e o fim de vida dos mesmos pode trazer inconvenientes e alguns impactos ambientais. Com a crescente implantação das energias renováveis a nível global, a procura por componentes e matérias-primas também tem aumentado. As principais matérias-primas utilizadas na energia eólica incluem vários metais básicos, preciosos e secundários e materiais compostos como aço, concreto e polímeros. Como a quantidade de energia produzida depende maioritariamente do tamanho da turbina, construíram-se turbinas de maior porte (torres mais altas, pás

mais longas, rotores maiores). Por essa razão, o consumo de matérias-primas é maior, contudo acaba por ser compensado pela produção de energia, graças ao *design* mais eficiente [19].

Cerca de 85 % das turbinas eólicas espalhadas pelo mundo são fabricadas principalmente por aço, sendo que este material corresponde a aproximadamente 80 % da massa total da turbina. Outra matéria é o alumínio, que é incorporado nos componentes que necessitam de ser resistentes, mas leves ao mesmo tempo, como a torre e a nacela. O cobre é utilizado nos enrolamentos das bobinas e nos condutores dos cabos de alta tensão. As pás são compostas maioritariamente por polímeros e materiais compostos combinados com fibras de vidro ou carbono [19].

Atualmente entre 85 e 90 % dos materiais da turbina eólica podem ser reciclados, tendo em conta a composição referida, pois apresentam grande potencial de reutilização e podem ser reciclados repetidamente. O desmantelamento das turbinas deve ser realizado de forma limpa e estudada para que os materiais sejam reintroduzidos na economia circular. O tratamento dos resíduos deve seguir uma ordem que permita retirar o máximo de valor do resíduo, como se pode verificar pela Figura 4 [20].

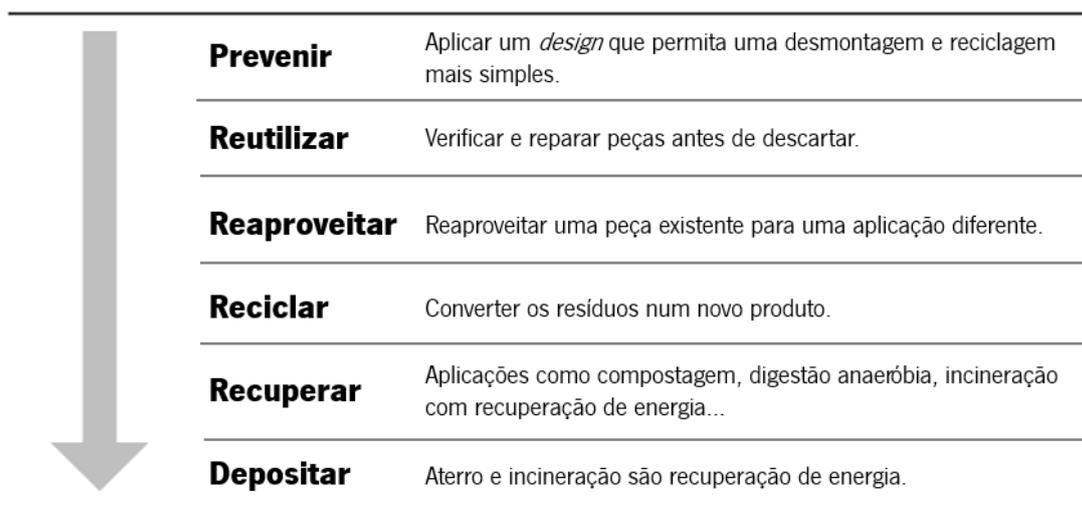


Figura 4. Hierarquia para o tratamento dos resíduos. Adaptado de: [20].

A energia eólica é uma excelente alternativa aos combustíveis fósseis para gerar eletricidade, pois ajuda a reverter as alterações climáticas e a exterminar a matriz energética associada à queima de combustíveis fósseis. Além disso, possibilita a geração de emprego, é uma fonte inesgotável, disponível, limpa e segura, não liberta GEE, reduz a dependência energética externa, entre outras. Em termos de ocupação de espaço, as torres eólicas ocupam menos de 10 % da área total do parque e não prejudica outras atividades económicas, como criação de gado e plantações [10, 13].

Apesar das vantagens superarem largamente as desvantagens, esta forma de produção de energia não é totalmente desprovida de impactos negativos. Como impactos negativos destacam-se [13, 17]:

- Perturbação da paisagem: com a conscientização da população, este impacto tem sido minimizado;
- Ameaça a determinadas espécies de aves: especialmente quando os parques eólicos são instalados em zonas de migração;
- Emissão de ruído devido à ação do vento nas hélices: que leva a consequências negativas para a saúde humana, como distúrbios do sono, *stress*, enxaquecas, entre outros, pelo que devem estar afastados de habitações;
- Emissão de ruído temporário: produzido durante a fase de construção e desativação do parque eólico devido à circulação de veículos e obras no local;
- Necessidade de adaptação do local: impacto na morfologia do terreno, como destruição do substrato, compactação do solo, perda de solo, entre outros;
- Desmatamento do terreno: leva à perda de vegetação, perda de habitats, perda de indivíduos de espécies, perturbação das espécies, entre outros impactos na fauna e flora;
- Necessidade de mão-de-obra: leva a alguns impactos negativos para a comunidade local, especialmente o aumento do tráfego local, que por si leva à poluição atmosférica e ao esmagamento e atropelamento de espécies, no entanto também é um impacto positivo pois aumenta a taxa de emprego;
- Imprevisibilidade do vento: faz com que não seja possível obter eletricidade de forma regular (vento bastante consistente ao longo de intervalos anuais, contudo apresenta variações significativas num curto espaço de tempo).

De forma a minimizar os impactos socioambientais negativos, existem medidas que devem ser implementadas como [17, 18]:

- Frequente monitorização dos aerogeradores, de forma a garantir o bom funcionamento dos equipamentos;
- Escolha criteriosa da área ocupada (local com poucas elevações, afastado de habitações e de rotas de migração...);
- Adotar medidas específicas de forma a reduzir o risco de colisão das aves, como altura das turbinas;
- Utilizar equipamentos com baixos níveis de ruído desde a fase de construção até à fase de desativação;
- Proceder à limpeza e encaminhamento correto dos materiais e resíduos resultantes da obra;
- Proceder à recuperação paisagística das áreas afetadas;

- Instalar contentores destinados aos resíduos sólidos de forma a evitar contaminação e poluição dos solos e recursos hídricos;
- Garantir o cumprimento das normas ambientais por parte dos envolvidos;
- Em caso de derrame de óleos/combustíveis, proceder à limpeza do local e encaminhar corretamente os resíduos;
- Racionalizar a circulação de veículos e máquinas;
- Optar por processos que emitem menos poluentes;
- Sempre que possível, promover a mão-de-obra local;
- Garantir acompanhamento ambiental durante todas as fases.

2.1.2 ENERGIA SOLAR

A energia solar é obtida através da radiação solar como fonte de energia e divide-se em dois tipos, a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica. É uma das principais fontes de energia renováveis e tem vindo a crescer significativamente nos últimos anos. As tecnologias solares podem ser caracterizadas como ativas (situação em que existe processos de transformação de energia) ou passivas (técnicas que permitem aproveitar a energia solar direta sem necessidade de a processar), como se pode verificar na Figura 5 [10, 21, 22].

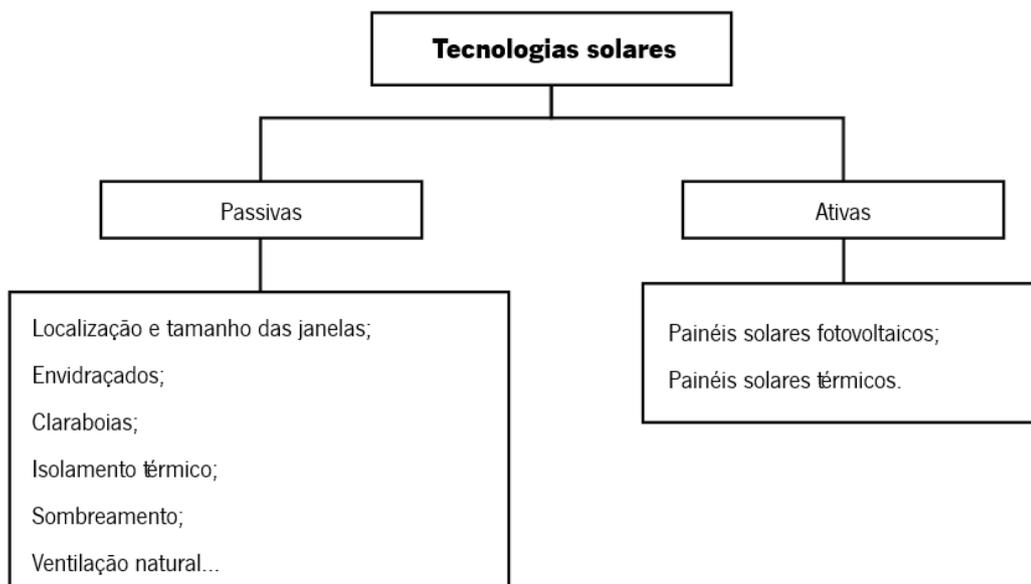


Figura 5. Exemplos de tecnologias solares passivas e ativas. Adaptado de: [22].

A incorporação de sistemas ativos combinados com sistemas passivos que garantam conforto térmico com recurso reduzido a energias convencionais, apresenta benefícios económicos bem como

um impacto mais positivo no ambiente e na sociedade, através da melhoria da qualidade de vida e sem degradar o planeta. Podem ser adotadas várias tecnologias passivas nos edifícios de forma a torná-los mais sustentáveis e de forma a aumentar a qualidade de vida, como o isolamento do mesmo e a orientação e exposição solar, adequados às condições climáticas [10, 11].

A procura por sistemas de energia solar tem vindo a crescer com maior relevância desde 2012, sendo notório um aumento da capacidade instalada desde então, atingindo em 2020 um valor de aproximadamente 1000 MW (Figura 6). A produção de eletricidade proveniente da energia solar fotovoltaica no mesmo ano foi cerca de 1,7 TWh, o que representa cerca de 3,5 % do consumo de eletricidade em Portugal, como se pode analisar pela Tabela 2 [14, 15].

Tabela 2. Evolução da energia solar fotovoltaica em Portugal entre 2012 e 2020. Adaptado de: [14, 15]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produção energia solar (GWh)	393	479	627	799	871	993	1006	1343	1695
% da energia solar no consumo de eletricidade	0,8	0,9	1,2	1,5	1,4	1,7	1,7	2,5	3,5

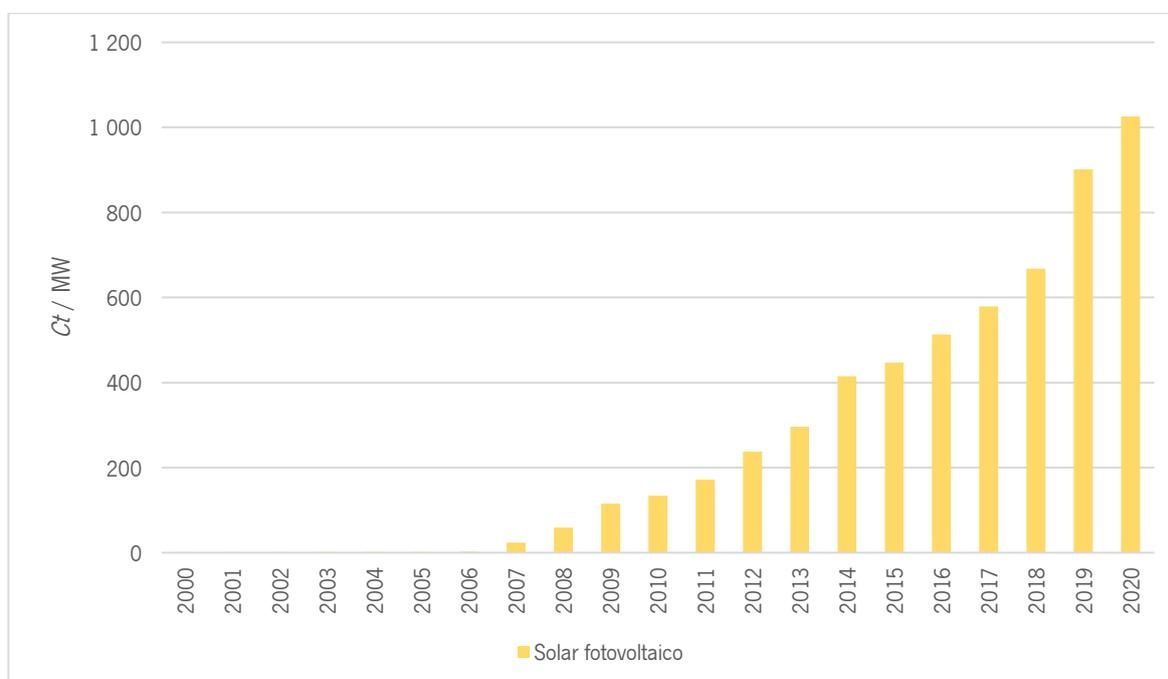


Figura 6. Evolução da capacidade total instalada (C_t), expressa em MW, da energia solar fotovoltaica em Portugal entre 2000 e 2020. Fonte: [16].

Sendo Portugal um dos países da UE com maiores índices de irradiação solar, com uma receção média anual de cerca de 1,8 MWh/m², faz com que a energia solar seja uma tecnologia interessante e promissora. Complementarmente, a inovação e o desenvolvimento de novas tecnologias trazem vantagens positivas para alcançar maior eficiência na conversão de energia solar em eletricidade ou calor. Devido à disponibilidade do recurso na zona sul de Portugal, esta área é a que apresenta maior produção no que se refere a sistemas de energia solar. Para além disso, a aposta neste tipo de energia desempenha um papel importante no aumento da produção descentralizada de energia em Portugal, pois o seu ciclo de produção adapta-se aos períodos de maior consumo energético [9].

2.1.2.1 ENERGIA SOLAR TÉRMICA

A energia solar térmica, ou *Concentrating Solar Power* (CSP) como é mundialmente conhecida, consiste na transformação da radiação solar em energia térmica. A energia é captada através de painéis solares térmicos (Figura 7), permitindo o aquecimento de águas quentes sanitárias. Este tipo de tecnologia capta, armazena e utiliza a radiação solar incidente e funciona com um fluido de transferência de calor, composto por uma mistura de água e um anticongelante, que circula em circuito fechado. São sistemas dimensionados para cobrir 60 a 80 % da necessidade de aquecimento de água nas instalações [21, 23, 24].



Figura 7. Exemplo de um painel solar térmico. Fonte: [21].

Esta tecnologia é formada por coletores solares, um depósito, dois circuitos de água e tubos. Tem bastante aplicabilidade em situações como aquecimento de piscinas, uso doméstico, produção de água quente sanitária e em aplicações industriais que requerem água. A circulação da água pode ocorrer de duas formas [25]:

- **Por termossifão** (Figura 8): funciona devido à diferença de densidade da água com temperaturas diferentes (quanto maior a temperatura, menor a densidade). Assim sendo,

quando se aquece um fluido, este tem tendência a estratificar-se, ficando a parte mais quente na zona superior e a parte mais fria na zona inferior. Quando o fluido presente no coletor aquece, torna-se menos denso e sobe para o depósito. O fluido que se encontra no depósito, por estar a uma temperatura inferior logo mais denso, desce para o coletor de forma a ser aquecido. Devido a este efeito termodinâmico, o coletor deve encontrar-se abaixo do depósito, senão não haveria troca de fluidos por densidade e o fluido mais quente encontrar-se-ia sempre no coletor e o mais frio sempre no depósito. São sistemas mais utilizados em zonas unifamiliares, que apresentem valores de consumo mais reduzidos, bem como em zonas com baixo risco de congelamento (senão o efeito termodinâmico não ocorreria) [25, 26].

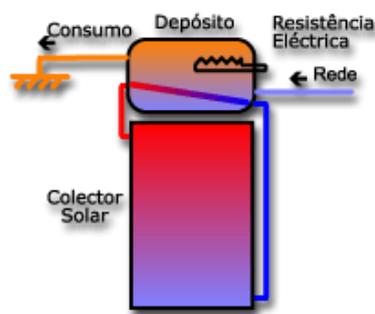


Figura 8. Esquema ilustrativo do processo de circulação da água por termosifão. Fonte: [26].

- **Por bombas de circulação**, ou seja, através de **sistemas de circulação forçada** (Figura 9): São sistemas usados em situações em que não é possível colocar um depósito na parte superior dos coletores solares, podendo esse depósito estar num local no interior do edifício. Por esta razão, necessitam de uma bomba que permita colocar o fluido de transferência de calor em circulação. Para que a bomba funcione, é necessária energia elétrica. Este tipo de sistemas não se justifica em situações de baixo consumo, pois apresentam custos iniciais mais elevados em comparação com o sistema de termosifão. Assim sendo, são sistemas mais utilizados em zonas multifamiliares, que apresentam maiores consumos [25, 26].

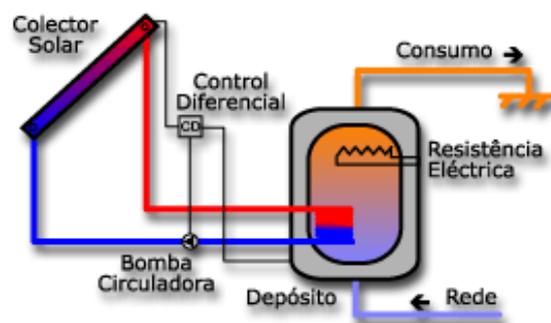


Figura 9. Esquema ilustrativo do processo de circulação da água por circulação forçada. Fonte: [26].

Na Tabela 3 encontram-se inumeradas algumas vantagens e desvantagens dos sistemas acima mencionados [25, 26].

Tabela 3. Vantagens e desvantagens do sistema por circulação forçada e por termossifão. Fonte: [25, 26]

Sistema	VANTAGENS	DESVANTAGENS
Circulação forçada	Permite a localização do depósito num lugar diferente do coletor solar; Permite a regulação da temperatura do sistema através da ação da bomba.	Requer potência elétrica; Apresenta um custo mais elevado; Mais complexo.
Termossifão	Não necessita de potência elétrica; São sistemas simples; Apresentam baixo custo.	Não permite que o depósito possa estar em qualquer lugar; Não permite a regulação da temperatura do depósito; Dificuldade de circulação em sistemas com maior dimensão.

O aquecimento de um fluido em painéis solares térmicos é a utilização mais frequente de energia solar, pois trata-se de uma tecnologia fiável e económica. Em Portugal, verifica-se bastante o uso destes painéis no setor doméstico para aquecimento de águas sanitárias e, em maior escala, em piscinas, hotéis, hospitais, etc. [10, 23].

2.1.2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica (PV) transforma a radiação solar em eletricidade, com recurso a painéis solares fotovoltaicos. Estes painéis são compostos por células fotovoltaicas com materiais semicondutores, sendo os mais comuns compostos de silício.

Os materiais que compõem os painéis solares são feitos de materiais sensíveis à radiação solar. A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre com a transferência dos fotões da radiação incidente no painel para os eletrões presentes na estrutura da célula fotovoltaica, que ganham a capacidade de se movimentar, gerando corrente elétrica. Este efeito é chamado de efeito fotovoltaico, que é definido como “geração de corrente elétrica ou tensão elétrica a partir da exposição de um material semicondutor à luz visível. Ou seja, através desse processo é criada a energia elétrica” [27]. Existem duas espécies de sistemas fotovoltaicos, que dependem das suas características e aplicabilidade (Figura 10) [19, 25, 28]:

- **Sistemas conectados à rede (*On-grid*):** nestes sistemas, existe uma conexão da energia com a rede pública, no entanto a energia elétrica convencional disponível na rede elétrica é substituída pela captada nos painéis solares. Quando o sistema produz energia que não é consumida nas instalações, o excedente pode ser injetado na rede pública. Do mesmo modo, quando o sistema não produz energia suficiente para satisfazer as necessidades energéticas, a quantidade de energia necessária é abastecida pela rede pública. Este sistema abrange três categorias diferentes, sendo estas residencial, comercial e grande escala.
- **Sistemas isolados (*Off-grid*):** sistemas maioritariamente usados em locais onde o custo de conexão à rede elétrica é muito elevado ou em locais remotos, onde não existe conexão com a rede. Como são sistemas independentes, não é necessário pagar o consumo de energia a entidades, pois toda a energia consumida é gerada pelo sistema fotovoltaico. Neste sistema é necessário incorporar baterias de forma a armazenar a energia que não é consumida para posteriormente ser utilizada em momentos em que não existe produção. Por esta razão, o investimento inicial será superior quando comparado com o sistema *on-grid*. Os sistemas microrrede são sistemas *off-grid* pois, apesar de ser uma rede de distribuição local, não se encontra conectada à rede pública. Uma microrrede produz e distribui eletricidade numa área menor e de forma independente [29].

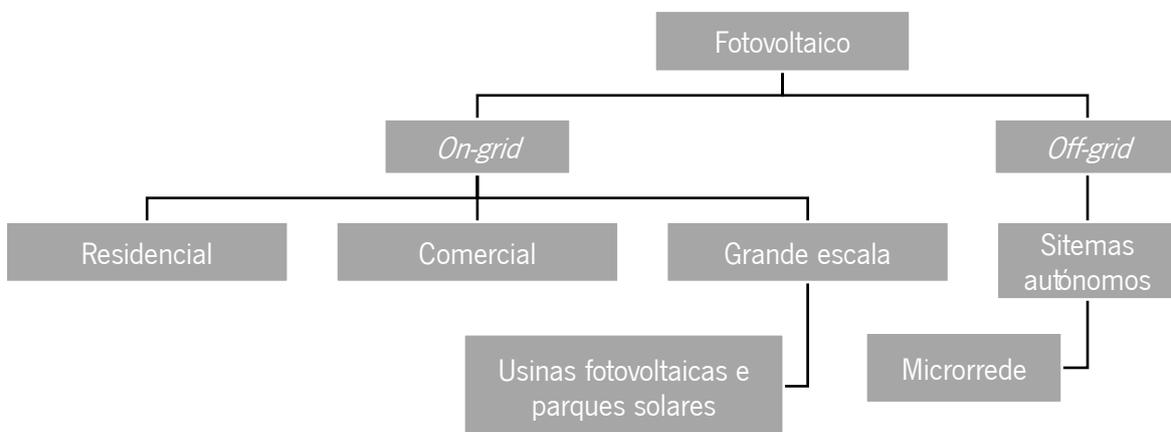


Figura 10. Esquema das aplicações associadas à energia solar fotovoltaica. Adaptado de: [29].

No ramo das energias renováveis em Portugal, a energia solar fotovoltaica é a tecnologia que mais evoluiu e instalou capacidade nos últimos anos. Para além disso, com o desenvolvimento da tecnologia, foi possível melhorar estes sistemas, tornando-os mais eficientes e com um investimento mais reduzido [9].

2.1.2.3 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DA ENERGIA SOLAR

O aproveitamento da energia solar acarreta inúmeras vantagens como poupança energética e económica, grande disponibilidade da tecnologia no mercado, ausência de poluição, de ruídos e de cheiros, reduzida necessidade de manutenção, fonte renovável, inesgotável e limpa, longa duração dos equipamentos, entre outros [9, 23].

Contudo, também apresenta desvantagens destacando o elevado investimento inicial e o desempenho solar, que depende da radiação solar incidente a cada momento do dia (por essa razão, a eletricidade gerada varia de acordo com a hora do dia, momento do ano e clima). Para além disso, existem questões relativas à produção dos equipamentos e reciclagem dos mesmos que devem ser analisadas [28].

Todas as etapas do ciclo de vida de uma instalação solar apresentam impactos, desde a extração da matéria-prima até ao fim de vida do equipamento. Os principais materiais usados são concreto e aço (para a estrutura de suporte do sistema), plástico ou vidro (para proteção aos agentes ambientais), vidro (no encapsulamento do módulo), alumínio (nas estruturas do módulo, estantes e suportes) e cobre (na fiação, cabeamento, inversores, transformadores) [19].

Durante a produção dos equipamentos, é necessária uma grande quantidade de energia. No entanto, este consumo energético acaba por ser amortizado pela produção do sistema fotovoltaico. Relativamente ao fim de vida do sistema, o desmantelamento dos painéis solares deve ser realizado de forma limpa e estudada para que os materiais sejam reintroduzidos na economia circular, sendo que o tratamento dos resíduos deve permitir aproveitar ao máximo o valor destes (Figura 4) [20].

2.1.3 PANORAMA NACIONAL DE GERAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Entre as várias formas de energias renováveis em Portugal, a energia hídrica foi a primeira a ser implementada, na década de 1950, destacando os projetos hidroelétricos no rio Tejo (Castelo de Bode em 1951 e Cabril em 1954). O desenvolvimento da energia eólica nas últimas duas décadas destacou-se entre as restantes formas de produção, bem como a energia solar fotovoltaica com a construção da central solar em Serpa, Alentejo, no ano de 2006. Na Figura 11 é possível analisar e comparar a evolução das diferentes fontes de energias renováveis com o consumo total de eletricidade em Portugal, desde o início do século XXI [30].

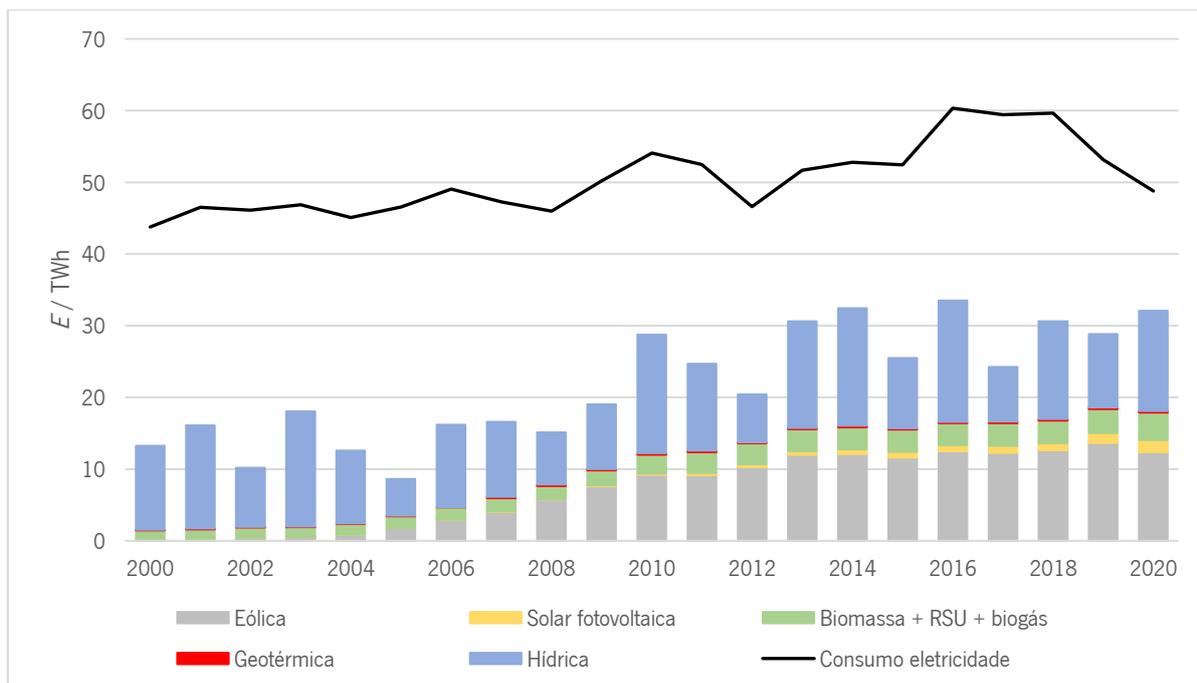


Figura 11. Evolução da geração de energia (E) por fontes renováveis vs. consumo de eletricidade em Portugal entre 2000 e 2020. Adaptado de: [13, 14].

De acordo com dados da REN (Redes Energéticas Nacionais) e da DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia), a geração total de energia em Portugal no ano de 2020 foi cerca de 49 TWh, dos quais 32 TWh provenientes de energias renováveis, ou seja, a produção a partir de energias renováveis foi de 65 % em 2020 [14, 31].

Através da análise da Figura 12, é possível verificar que existe uma maior concentração de centros de produção de energias renováveis no Norte de Portugal. Na região Norte destacam-se as centrais de energia eólica, visto que é uma zona onde os ventos incidem com maior velocidade, tornando-a mais rentável para esta fonte de energia. Na região Sul de Portugal, as centrais solares são mais abundantes, pois é uma zona com maior exposição solar [32].

De forma a atingir os objetivos a que Portugal se comprometeu no Acordo de Paris, é necessário transitar de uma dependência energética em combustíveis fósseis para uma dependente de fontes renováveis. Devido à elevada disponibilidade de recursos endógenos renováveis, Portugal tem um enorme potencial para desenvolver o setor eletroprodutor, transitando de um sistema dependente de fontes não renováveis para um sistema dependente de fontes renováveis. Outro fator positivo que facilita esta transição é o facto de se ter desenvolvido um sistema elétrico fiável e seguro, capaz de lidar com a variabilidade relacionada com a aposta nas renováveis [9, 33].

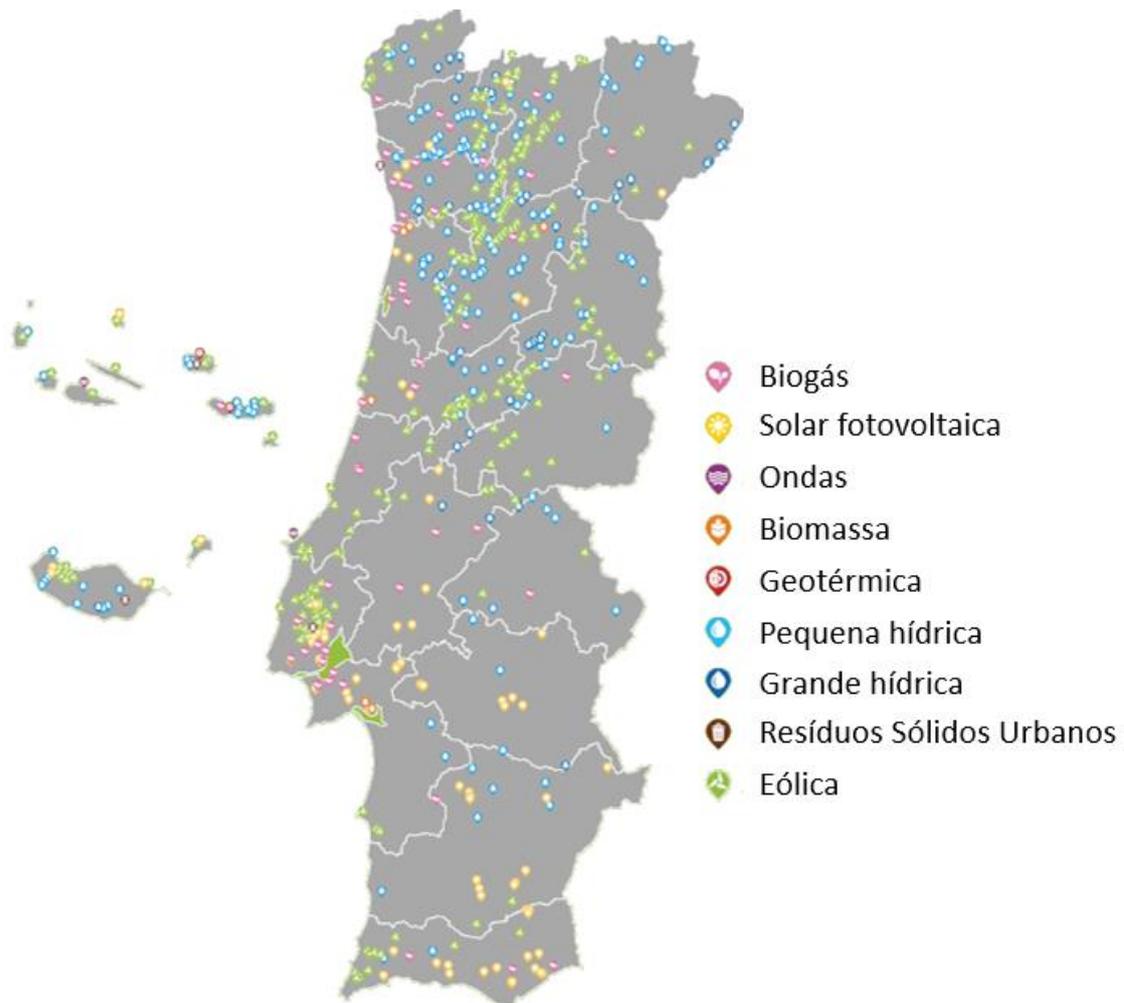


Figura 12. Distribuição dos centros de produção de energia renovável em Portugal Continental e nas ilhas. Fonte: [32].

2.1.4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia consiste no processo de absorção de eletricidade durante um período de tempo para uso posterior. No mercado mundial, existem várias tecnologias de sistemas de armazenamento de energia disponíveis, que variam consoante as características individuais e o grau de desenvolvimento. As tecnologias de armazenamento podem ser divididas em quatro categorias dependendo do tipo de energia armazenada, que consistem em armazenamento de energia mecânica, térmica, elétrica e química. Para o processo de armazenamento de energia ocorrer, é necessário convertê-la noutros tipos (químico, mecânico ou térmico) durante a fase de carregamento e, durante a fase de descarregamento, voltar a transformar em energia elétrica para poder ser usada. No caso de a energia ser armazenada diretamente no campo elétrico ou magnético, já não existe a necessidade de a converter noutro tipo de energia. Na Figura 13 são apresentadas algumas das principais tecnologias utilizadas de acordo com o princípio de armazenamento e na Figura 14 é possível comparar os valores

de capacidade de armazenamento e tempo de descarga dos sistemas de armazenamento referidos na Figura 13. No Anexo II encontram-se definidas de forma superficial as tecnologias referidas neste capítulo [34, 35, 36, 37].

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) podem ser definidos de acordo com a sua capacidade de armazenamento [38]:

- Armazenamento em grande escala: usado em locais onde a quantidade de energia armazenada é na ordem dos GW;
- Armazenamento em redes e ativos de geração: a energia armazenada encontra-se na escala dos MW;
- Armazenamento a nível de usuário final: usado para níveis residenciais, com gamas de armazenamento na ordem dos kW.

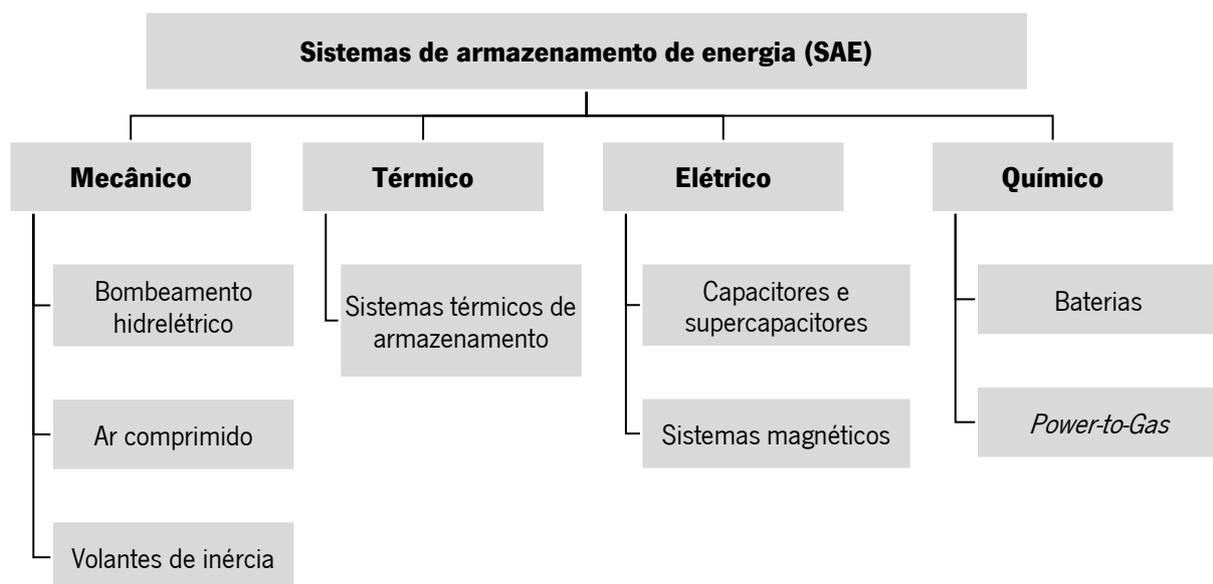


Figura 13. Exemplo de tecnologias, conforme o tipo de armazenamento. Adaptado de: [39].

Os SAE são compostos por: tecnologia de armazenamento, sistemas de monitorização e controlo e um sistema de conversão de potência. O sistema de monitorização e controlo é responsável por gerir o sistema de armazenamento, com o objetivo de prevenir que as células sobrecarreguem e controlar a carga e descarga, de forma a garantir segurança e maximizar a performance do mesmo. O sistema de conversão de potência é usado para converter a corrente contínua em corrente alternada durante os períodos de descarga, uma vez que os equipamentos elétricos funcionam com corrente alternada [38, 40].

A escolha do SAE deve considerar as especificações e necessidades de cada situação. Para isso, existem características dos SAE que, quando comparadas, permitem identificar a melhor tecnologia a implementar. As principais características dos SAE são [35, 38]:

- **Capacidade de armazenamento e potência:** a capacidade de armazenamento é a quantidade de energia total que é possível armazenar. Um sistema que apresenta grande capacidade e baixa potência, é capaz de fornecer uma quantidade reduzida de eletricidade (o suficiente para alguns dispositivos) por um longo período de tempo, enquanto que um sistema com baixa capacidade, mas alta potência consegue abastecer a casa toda, mas por um período de tempo reduzido.
- **Profundidade de descarga:** é a quantidade de carga retirada da bateria durante um ciclo típico de funcionamento. Por exemplo, se uma bateria de 10 kWh possuir uma profundidade de descarga de 90 %, significa que não se deve usar mais que 9 kWh antes de voltar a carregá-la. Ou seja, quanto maior for o valor da profundidade de descarga, mais capacidade do sistema pode ser utilizada.
- **Tempo de descarga:** este parâmetro depende da profundidade de descarga e das condições operacionais do sistema e corresponde ao tempo necessário para esvaziar a energia armazenada.
- **Eficiência:** corresponde à quantidade de energia que pode ser utilizada pela quantidade de energia necessária para armazená-la. Quanto maior a eficiência, maior será o valor económico do sistema.
- **Durabilidade:** refere-se ao número de vezes que o sistema pode libertar o nível de energia para o qual foi projetado, sendo expresso no número máximo de ciclos do sistema (corresponde a uma carga e uma descarga total).
- **Custos:** inclui o investimento inicial e os custos de operação, como manutenção e perda de energia durante o ciclo.

Analisando a Figura 14, verifica-se que enquanto as baterias, ar comprimido ou volantes de inércia são adequados para o armazenamento de eletricidade num curto prazo, os sistemas *Power-to-Gas* e bombeamento hidrelétrico são mais indicados para armazenar energia em longo prazo [36].

Os SAE têm um papel muito importante para o futuro da rede elétrica e para gerar valor à energia verde, pois permitem contornar a inevitável imprevisibilidade e variabilidade das fontes renováveis, como o sol e o vento. Deste modo, ajudam a aliviar o congestionamento na rede elétrica e a aumentar a

eficiência do sistema elétrico. Destaca-se ainda a redução de perdas por transporte e a possibilidade de levar eletricidade a zonas onde não existe infraestrutura. Como consequência destas vantagens é possível reduzir os impactos ambientais, reduzir os efeitos do aquecimento global através da diminuição das emissões de GEE, diminuir o congestionamento da rede elétrica, entre outros [9, 38, 41].

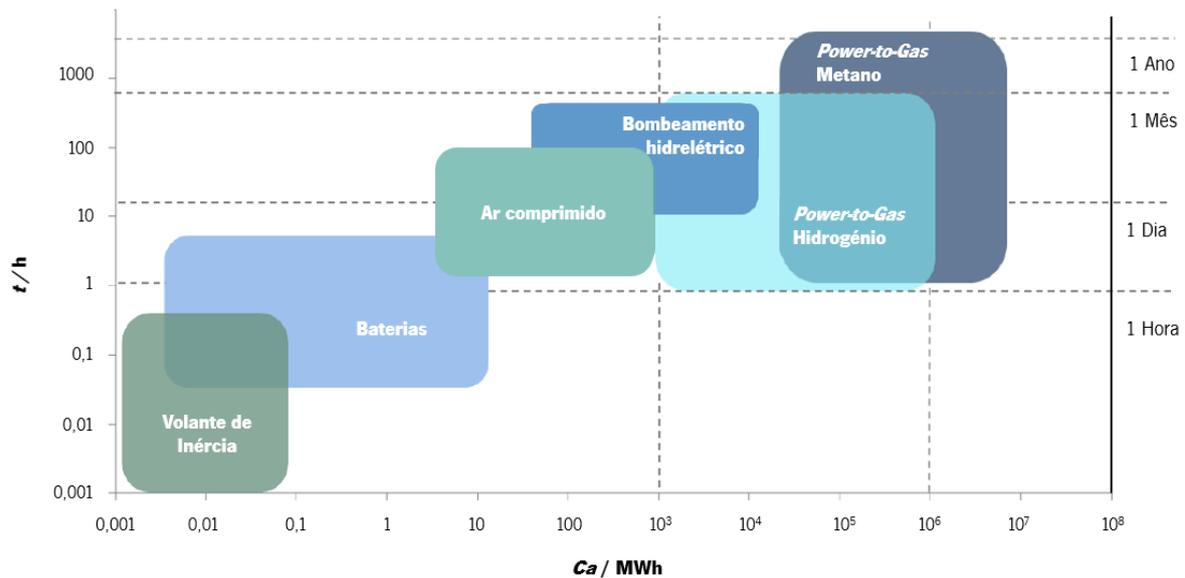


Figura 14. Comparação de várias tecnologias de armazenamento de energia em termos de tempo de descarga (t) e capacidade de armazenamento (C_a). Adaptado: [36].

De acordo com os relatórios IRENA (do inglês *International Renewable Energy Agency*) de 2015 e 2017, o crescimento das energias renováveis entre 2017 e 2030 deve ser acompanhado por um aumento da energia elétrica disponível em sistemas de armazenamento de cerca de três vezes o valor de 2017. Assim sendo, estima-se um crescimento de 4,67 TWh em armazenamento no ano de 2017 para um valor estimado entre 11,89 e 15,72 TWh em 2030. A capacidade de armazenamento instalada mundialmente é de 2,2 % da capacidade elétrica total, sendo que destes 2,2 %, cerca de 96 % é dominada pelo bombeamento hidrelétrico [38, 42, 43].

2.1.4.1 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os sistemas de armazenamento de energia são essenciais para alcançar os objetivos estipulados no RNC2050 (Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050) e no PNEC, de modo a descarbonizar a sociedade e a dar suporte ao crescimento e implementação das energias renováveis. Contudo, os SAEs não são livres de impactos ambientais e sociais, sendo importante identificá-los para que a sua utilização seja segura e sustentável [44].

Durante o ciclo de vida dos SAE, o processo com mais impactos ambientais e sociais é a extração e processamento da matéria-prima, destacando a extração dos minerais no caso das baterias. As operações de mineração necessitam de consumos de água significativos, utilizam substâncias e materiais com risco elevado de poluição dos recursos hídricos, atmosféricos e edáficos, pode haver casos em que as condições de trabalho são inseguras, precárias e recorrer a trabalho infantil, a procura crescente pelos recursos naturais pode levar ao esgotamento destes, a extração pode ser feita em países com exigências ambientais pouco rígidas, entre outros [44].

Outro impacto socioambiental negativo é o destino final dos SAE. Devido à sua composição (especialmente devido à presença de substâncias tóxicas em alguns dos sistemas), este resíduo apresenta sérios riscos para o ambiente e para a saúde dos seres vivos, caso não seja depositado corretamente [44].

De modo a contornar estes problemas, existem iniciativas que visam desenvolver materiais alternativos aos minerais e que sejam mais eficientes, bem como o reaproveitamento através da reciclagem (que evita a extração dos recursos), a substituição por elementos menos tóxicos e presentes em maior abundância, a adoção dos princípios da economia circular, o aumento e melhoria das características dos sistemas (como por exemplo aumento da eficiência e da vida útil), a projeção dos sistemas de modo a favorecer o reuso e a reciclagem dos materiais [44].

Como impactos ambientais e sociais positivos dos SAE destaca-se a redução das emissões de GEE, associada ao aumento da implementação de fontes renováveis, a possibilidade de acesso à energia de comunidades não conectadas à rede elétrica, a redução de perdas de energia, o auxílio na melhoria da matriz energética, entre outros [44].

2.2 LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE)

O LCOE (*Levelized Cost of Energy*) é o custo médio da produção de eletricidade durante a vida útil do sistema. É obtido pela relação entre as despesas totais e a energia gerada ao longo do tempo (Equação 1), sendo usado para facilitar o planeamento de investimentos em energias renováveis e para auxiliar na comparação de diferentes métodos de geração de eletricidade [45, 46].

$$\text{LCOE} = \frac{Dt}{E_{\text{vida útil}}} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

- Dt – despesas totais (€);
- $E_{vida\ útil}$ – energia gerada ao longo da vida útil do sistema (MWh).

A Figura 15 compara a evolução do LCOE do solar fotovoltaico, solar térmico, eólico *onshore* e eólico *offshore*. Pela análise da Figura 15, verifica-se que o custo das tecnologias fotovoltaicas diminuiu de forma acentuada e constante na última década, o que a torna numa tecnologia muito atrativa. Quanto mais baixo for o LCOE, mais atrativa será a tecnologia [46].

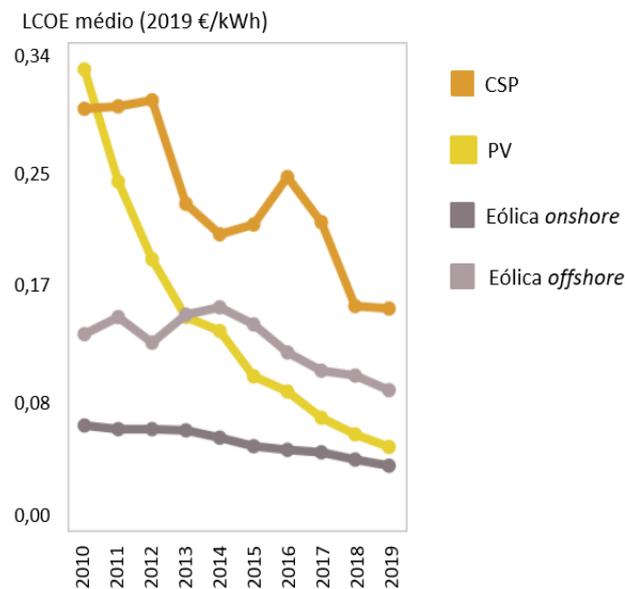


Figura 15. Evolução do LCOE médio do sistema solar fotovoltaico, solar térmico, eólica *onshore* e eólica *offshore*, entre 2010 e 2019. Adaptado de: [45].

2.3 DESEMPENHO ENERGÉTICO DOS EDIFÍCIOS

Um dos maiores desafios atuais é a implementação de energias renováveis nos edifícios, com o intuito de aproveitar ao máximo as fontes renováveis de forma eficiente e que suprima as necessidades de consumo energético. Uma das ações mais adotadas em Portugal é a colocação de painéis solares fotovoltaicos nos edifícios. Dependendo das necessidades energéticas e da eficiência do equipamento, este pode ou não ser suficiente. O progresso tecnológico teve um grande impacto no que toca ao desenvolvimento das energias renováveis, já que permitiu adquirir maior rentabilidade e eficiência dos equipamentos [11, 47].

Ao agrupar a instalação de equipamentos eficientes com uma melhor arquitetura dos edifícios, aumenta-se a potencialidade de tornar um edifício energeticamente independente [48].

Os edifícios apresentam impactos para o meio ambiente, desde a utilização de materiais extraídos da natureza, bem como a transformação e posterior demolição destes e ainda a energia necessária para a manutenção do edifício, de modo a garantir conforto térmico, lumínico e qualidade do ar interior [5, 48].

É do interesse mundial reduzir os impactos negativos destes processos no ambiente. Por essa razão, a UE impôs a todos os Estados-Membros regras legais que levam à redução da utilização de energia fóssil na climatização dos edifícios, desde [5]:

- Redução das necessidades energéticas dos edifícios;
- Utilização de fontes de energias renováveis nos edifícios;
- Promoção de uma maior flexibilidade na utilização de energia por parte das comunidades.

Foram publicadas pela UE diretivas comunitárias que os Estados-Membros transpõem para a legislação nacional de cada estado. Destaca-se, relativamente às necessidades energéticas e desempenho dos edifícios, a diretiva do desempenho energético dos edifícios (EPBD). Esta diretiva determinou que a partir de 2018 todos os edifícios novos públicos e a partir de 2020 todos os edifícios novos construídos sejam caracterizados por níveis mais elevados de desempenho energético usando maioritariamente fontes de energia renovável, sem comprometer a qualidade de vida dos ocupantes. As principais preocupações da UE relacionadas na legislação são [5]:

- Todos os edifícios devem apresentar desempenho energético quase nulo;
- Seja elaborada uma estratégia de longo prazo para a renovação de edifícios, no sentido de todos os edifícios serem transformados em edifícios nZEB até ao ano de 2050.

Como referido anteriormente, é importante aumentar a eficiência energética dos edifícios de modo a alcançar um edifício com necessidades de energia quase nula. Para tal, podem ser adotadas medidas como [5, 48]:

- Orientação do mesmo de forma a que este consiga aproveitar ao máximo a luz natural (mais económica e mais eficiente);
- Bons níveis de isolamento;
- Sistemas de iluminação natural e controlo da luz solar;
- Otimização de ganhos solares;
- Definir envidraçados e sombreamentos eficientes;
- Otimização térmica da envolvente;
- Utilização de iluminação eficiente;

- Aproveitamento da iluminação natural, bem como da ventilação natural;
- Utilizar materiais com grande potencial de reutilização e reciclagem e optar por materiais com baixo impacto ecológico incorporado;
- Optar por equipamentos mais eficientes (classe A ou superior);
- Usar os recursos energéticos renováveis possíveis;
- Edifícios bioclimáticos, isto é, adaptar a arquitetura dos edifícios com o clima local;
- Adotar sistemas de reutilização de água.

A arquitetura bioclimática é uma boa forma de alcançar os objetivos referidos acima. Trata-se de uma forma passiva de utilizar a energia solar, onde o edifício é arquitetonicamente pensado para aproveitar as condições climáticas locais. Neste tipo de arquitetura, o edifício é construído de forma a aproveitar melhor a luz e o calor natural do sol, ou então evitando-os, consoante for o caso. Este tipo de implementações deve ser tido em conta desde o início do projeto arquitetónico, atendendo à orientação solar, aos tipos de materiais adotados, às propriedades destes materiais, entre outros. Esta forma passiva de energia solar permite economizar no consumo de equipamentos eletrónicos (como ar condicionados, ventiladores, aquecedores, uso de lâmpadas) [48].

As ações referidas devem ser adotadas aquando da construção do edifício, contudo existem medidas que podem ser empregues para melhorar a eficiência energética de edifícios já construídos. Por exemplo [11]:

- Utilização de equipamentos com uma eficiência energética elevada (por exemplo, utilização de lâmpadas com elevada eficiência luminosa);
- Potenciar a taxa de ventilação natural, ajustada com a atividade do local;
- Adotar sistemas de sombreamento de vãos envidraçados;
- Analisar a viabilidade de usar recursos energéticos alternativos (recorrer a fontes de energias renováveis);
- Possibilitar o controlo individual da iluminação, conforme necessidade;
- Redução das fugas de ar comprimido;
- Desligar os equipamentos nos períodos em que não estão a ser utilizados.

2.3.1 CONCEITO DE NECESSIDADES ENERGÉTICAS QUASE NULAS (NZEB)

A definição de um edifício com necessidades energéticas quase nulas ou nZEB (do inglês *Near Zero Energy Building*) é feita por parte dos Estados-Membros, ou seja, embora a EPBD estabeleça uma

definição genérica de edifícios nZEB, cabe a cada país formular a sua definição (como o nível mínimo de desempenho da envolvente e a quantidade mínima de energia de origem renovável). Relativamente a Portugal, foram estabelecidas diferentes regras consoante o tipo de edifício, isto é, se se trata de edifícios de habitação ou de comércio e serviços. Assim sendo, em Portugal um edifício nZEB deve obedecer aos requisitos presentes na Tabela 4 [5].

Tabela 4. Requisitos necessários, de acordo com o tipo de edifício, para ser considerado nZEB em Portugal. Adaptado de: [5]

Exigências para edifícios de habitação nZEB (de acordo com a Portaria nº 98/2019 de 2 de abril)	
Energia útil para aquecimento: N_{ic} e N_i = indicadores de energia útil para aquecimento, calculado e nominal, respetivamente.	$N_{ic} / N_i \leq 75\%$
Energia primária: N_{TC} e N_T = indicadores de energia primária, calculado e nominal, respetivamente.	$N_{TC} / N_T \leq 50\%$
Fontes de energia renovável devem suprir usos de climatização e de águas quentes sanitárias (AQS)	$\geq 50\%$
Exigências para edifícios de comércio e serviços nZEB (de acordo com a Portaria nº 42/2019 de 30 de janeiro)	
Valor máximo do Indicador de Eficiência Energética (IEE _s) e do rácio de classe energética (R_{IEE})	$IEE_s \leq 75\% IEE_{s,REF}$ $R_{IEE} \leq 0,50$

Os benefícios dos edifícios nZEB vão além da redução do consumo energético, da diminuição das emissões de GEE e da menor dependência energética. Destaca-se [48]:

- **Benefícios macroeconómicos:** promoção de tecnologias inovadoras e criação de oportunidades de mercado para tecnologias novas ou mais eficientes;
- **Benefícios económicos privados:** maiores investimentos podem ser compensados pelas poupanças energéticas ao longo do ciclo de vida do edifício;
- **Criação de emprego:** através da produção e instalação de medidas de eficiência energética e de tecnologias de energias renováveis;
- **Diminuição da dependência de combustíveis fósseis;**
- **Melhoria das condições interiores;**
- **Poupança energética ao longo do ciclo de vida do edifício** (custos de operação).

O nível nZEB dos edifícios pode ser atingido reduzindo os consumos energéticos e as emissões de GEE, adotando medidas de eficiência energética e utilizando energia de fontes renováveis, de forma a satisfazer o máximo possível os consumos energéticos [48].

2.4 LEGISLAÇÃO E PLANOS NACIONAIS PARA A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ENERGIAS RENOVÁVEIS

2.4.1 O ACORDO DE PARIS

No âmbito do Acordo de Paris, Portugal comprometeu-se a atingir a neutralidade carbónica em 2050. O Acordo de Paris foi adotado durante a Conferência das Partes – COP21, que ocorreu em Paris no ano de 2015. Trata-se de um compromisso internacional que engloba vários países, onde o objetivo é minimizar as consequências do aquecimento global. As principais metas definidas foram limitar o aumento da temperatura média global a um máximo de 2 °C acima do nível pré-industrial, envidando esforços para manter esse aumento a 1,5 °C; melhorar a capacidade de adaptação aos efeitos adversos das mudanças climáticas; e mobilizar os fluxos financeiros com base numa trajetória de desenvolvimento sustentável e de baixas emissões. A ideia do Acordo de Paris é que cada país deve contribuir dentro das suas possibilidades para a resolução do problema das alterações climáticas, devendo ser feita uma revisão regular a esses compromissos. Assim sendo, cada país é encorajado ao invés de sancionado no combate global contra o aquecimento global [33, 49].

2.4.2 ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050 (RNC2050)

De modo a alcançar os objetivos estipulados pelo Acordo de Paris, Portugal desenvolveu o RNC2050 que estabelece a visão, as trajetórias e as linhas de orientação para as políticas e medidas a adotar de forma a atingir a neutralidade carbónica até 2050 [33].

Atingir a neutralidade carbónica em Portugal até 2050 implica reduzir as emissões de GEE em mais de 85 % face a 2005 e garantir uma capacidade de sequestro de carbono de cerca de 13 milhões de toneladas. Para alcançar estes objetivos é essencial mudar de um modelo económico linear baseado em combustíveis fósseis para um modelo circular e neutro em carbono [50].

O roteiro apresenta trajetórias alternativas para os principais responsáveis pelas emissões de GEE e pelo sequestro de carbono, que são o setor da energia, dos transportes, dos resíduos e da agricultura, florestas e uso de solos. O papel do setor da energia é preponderante rumo à neutralidade carbónica, já que é responsável por mais de dois terços das emissões globais de GEE. Desde o final do século XX até à atualidade, a procura global de energia aumentou mais de 50 %, sendo maioritariamente suportada pelos combustíveis fósseis que representam mais de 81 % do consumo de energia primária em 2015. Se nenhuma ação for implementada e se a tendência continuar igual, estima-se que as emissões de CO₂

irão duplicar até 2050, levando a um aumento da temperatura média global de pelo menos 6 °C, face ao nível pré-industrial. De forma positiva, nas últimas décadas devido às mudanças estruturais na economia, ao aumento da eficiência energética e às alterações no uso de combustíveis (destacando a crescente utilização de energias renováveis), a tendência tem vindo a mudar. Atualmente, a política energética nacional é baseada na economia e na sustentabilidade, o que se traduz em medidas de eficiência energética, de utilização de energia proveniente de fontes endógenas e renováveis e da necessidade de redução de custos [50, 51].

O setor eletroprodutor é um dos principais emissores de GEE, logo deve ser um dos principais contribuidores para a descarbonização. Deste modo, foram definidas metas e medidas que ajudam a alcançar o objetivo da neutralidade carbónica. Uma das primeiras ações é a transição progressiva do uso de combustíveis fósseis para tecnologias de base renovável, destacando o encerramento das centrais de carvão em Portugal (Sines e Pego). Para facilitar a transição, é necessário desenvolver as tecnologias renováveis e reduzir o custo das mesmas, o que se tem verificado nos últimos anos, possibilitando que estas sejam a principal fonte de produção elétrica em 2050. Devido à imprevisibilidade das fontes de energia renovável, é essencial desenvolver as tecnologias de armazenamento em baterias e a produção de hidrogénio [50].

2.4.3 PROGRAMAS E PLANOS NACIONAIS DE AÇÃO

Os planos referidos neste capítulo encontram-se revogados, no entanto são importantes para perceber o encadeamento histórico. O Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) foi aprovado em 2013 numa Resolução do Conselho de Ministros para o período 2013-2016, bem como o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) que foi aprovado para o período 2013-2020. A integração dos dois planos permite realizar ações coordenadas para atingir os objetivos nacionais e europeus, minimizando os investimentos necessários e melhorando a competitividade nacional [52].

O PNAEE e o PNAER são ferramentas de planeamento energético que determinam a forma de cumprir os objetivos e compromissos internacionais assumidos por Portugal, em termos de eficiência energética e exploração de energias renováveis, contribuindo para uma economia competitiva e de baixo carbono. Os planos também identificam as barreiras existentes e o potencial de melhoria da eficiência energética e da integração das energias renováveis em vários setores de atividade. Os objetivos destes planos visam: o cumprimento de todos os compromissos assumidos por Portugal de uma forma economicamente racional; a redução significativa das emissões de GEE; a diversificação das fontes de

energia, contribuindo para o aumento estrutural da segurança de abastecimento em Portugal; o aumento da eficiência energética, contribuindo para a redução da despesa pública, bem como o uso eficiente de resíduos; e o contributo para o aumento da competitividade da economia, através da redução de custos. Focando na área residencial e serviços, de forma a melhorar a eficiência energética foram projetadas algumas ações de melhoria: renovação do espaço com medidas que potenciem a eficiência energética na iluminação, eletrodomésticos e reabilitação de espaços; sistema de eficiência energética nos edifícios; e integração de fontes de energia renováveis [52, 53].

O Programa Nacional das Alterações Climáticas 2020/2030 (PNAC) procura garantir o cumprimento das metas estipuladas para Portugal relativas às alterações climáticas, através de ações que visam alcançar uma economia de baixo carbono, criando mais riqueza e oportunidades de emprego e assegurando, de uma forma sustentável, a concretização da redução das emissões de GEE (meta de -18 % a -23 % em 2020 e de -30 % a -40 % até 2030 em comparação com os valores de 2005) [54, 55].

2.4.4 PLANO NACIONAL DE ENERGIA E CLIMA (PNEC)

O Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) é um documento que estabelece objetivos relacionados com questões climáticas e energéticas, como a redução das emissões de GEE, a incorporação das energias renováveis e a eficiência energética. O PNEC inclui a cessação da geração de eletricidade a partir de carvão (Pego em 2021 e Sines em 2023), bem como a capacidade para promover as energias renováveis e a aposta na produção e inclusão de gases renováveis (como o hidrogénio) e na mobilidade sustentável [33].

A aprovação do plano em Conselho de Ministros revogou, a partir de 1 de janeiro de 2021, o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e o Plano Nacional de Ação para as Energia Renovável (PNAER), referidos anteriormente [56].

De forma a refletir a visão estratégica de Portugal para garantir o cumprimento dos objetivos estipulados para 2030, foram definidos 8 objetivos nacionais [33]:

1. Descarbonizar a economia nacional;
2. Priorizar a eficiência energética, promovendo edifícios de emissões zero (edifícios nZEB);
3. Fortalecer a aposta nas energias renováveis e diminuir a dependência energética do país;

4. Garantir a segurança de abastecimento, através do reforço, modernização e otimização das infraestruturas energéticas;
5. Promover a mobilidade sustentável;
6. Promover a agricultura e florestas sustentáveis e potenciar o sequestro de carbono;
7. Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva;
8. Garantir uma transição justa, democrática e coesa, através do reforço do papel do cidadão como agente ativo no combate aos problemas ambientais.

Em conjunto com os objetivos traçados no RNC2050, foram formuladas metas para 2030 em Portugal (Figura 16), refletidas no PNEC, rumo a um futuro neutro em carbono. Os oito objetivos nacionais acima mencionados contribuem positivamente para a implementação das cinco metas do plano, e cada objetivo contribui para mais de uma vertente [56]:



Figura 16. Metas estabelecidas no PNEC para o horizonte 2030. Fonte: [56].

De modo a atingir os objetivos do Acordo de Paris e para travar o aumento da temperatura média global, concluiu-se que na década 2021-2030 as emissões de GEE devem ser reduzidas ainda mais. Embora a intensidade seja diferente, todos os setores devem contribuir para a descarbonização da economia, razão pela qual neste plano as metas setoriais de redução de emissões são revistas de forma ambiciosa (Tabela 5) [33]:

Tabela 5. Metas setoriais para redução das emissões de CO₂, face aos valores de 2005. Adaptado de: [33]

Setor	2020	2030
Serviços	- 65 %	- 70 %
Residencial	- 14 %	- 35 %
Transportes	- 14 %	- 40 %
Agricultura	- 8 %	- 11 %
Resíduos e águas residuais	- 14 %	- 30 %

No que diz respeito à redução das emissões de GEE e ao investimento nas energias renováveis, Portugal tem mantido uma posição de destaque, alcançando resultados muito positivos nos últimos anos.

Na Tabela 6 é possível analisar a evolução dos principais indicadores de energia e clima em Portugal, comparando os dados de 2017 face a 2005 [33].

Tabela 6. Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal. Adaptado de: [33]

Indicador	2005	2017	Variação
Emissões totais de CO₂	85,8 Mton	70,8 Mton	- 17,5 %
Consumo de energia primária	27,1 Mtep	22,5 Mtep	- 17 %
Renováveis no consumo final	19,5 %	30,6 %	+ 11,1 p.p.
Renováveis na eletricidade	27,4 %	54,2 %	+ 26,8 p.p.
Dependência energética	88,8 %	79,7 %	- 9,1 p.p.

2.4.5 LEGISLAÇÃO REGULADORA DO AUTOCONSUMO E PRODUÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Ao longo dos anos, o enquadramento jurídico nacional aplicável à produção de eletricidade a partir de energias renováveis tem sido atualizado diversas vezes. Estas atualizações visam acompanhar a evolução da tecnologia na indústria, a otimização dos recursos energéticos e o incentivo ao desenvolvimento de novos projetos [9].

Em Portugal, o autoconsumo é regulado pelo decreto-lei nº 153/2014 de 20 de outubro de 2014, retificado pelo decreto-lei nº 162/2019 de 25 de outubro de 2019. Esta legislação abrange a produção de eletricidade para uso próprio (autoconsumo) e a venda de energia proveniente de recursos renováveis à rede pública. O autoconsumo consiste na produção de energia a partir de fontes renováveis de modo a atender à demanda do consumidor, reduzindo a necessidade de compra de energia à rede. Apresenta vantagens, especialmente no que se refere às perdas de energia, já que a produção se encontra localizada mais próxima do local de consumo [57, 58].

O regime de produção é definido pelo decreto-lei nº 153/2014 em duas vertentes: a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a unidade de pequena produção (UPP) (Figura 17). A UPAC baseia-se na produção de energia elétrica para consumo próprio, que pode ou não possuir ligação à rede pública. Esta vertente permite ao produtor-consumidor reduzir o preço na fatura de eletricidade, pois, no caso da UPAC produzir mais que o necessário para satisfazer as necessidades de consumo, o excedente pode ser vendido à rede elétrica de serviços públicos (RESP). Por sua vez, a UPP baseia-se na produção de eletricidade através de instalações de pequena potência, que é injetada na sua totalidade na RESP, não podendo ultrapassar os 250 kW. Qualquer uma das vertentes necessita de fazer o processo de licenciamento pelo Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP) [57], [59].

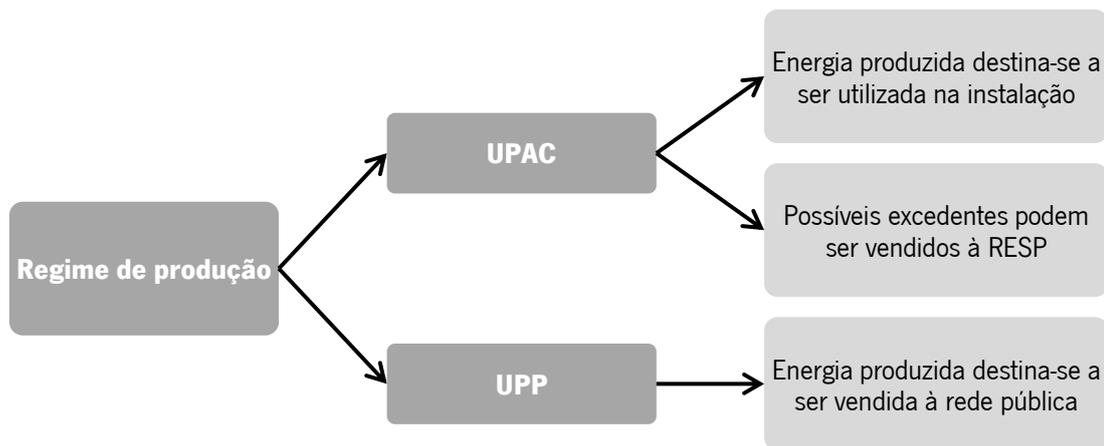


Figura 17. Vertentes do regime de produção. Adaptado de: [59].

Em relação às UPAC, o processo pode ter vários cenários de acordo com a potência instalada com o intuito de facilitar o processo de licenciamento. Os cenários encontram-se definidos da seguinte forma no decreto-lei nº 162/2019 [58]:

- Até 350 W: nenhuma comunicação necessária;
- De 350 W até 30 kW: apenas comunicação prévia necessária;
- Entre 30 kW e 1 MW: requer registo e certificado de exploração;
- Acima de 1 MW: requer licença de produção e exploração.

A DGEG é a entidade responsável pela tomada de decisão, coordenação e acompanhamento das atividades de produção de energia. A ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) é a entidade responsável pela formulação da regulamentação aplicável ao exercício da atividade de autoconsumo, nomeadamente ao nível do âmbito de medição, acesso e disponibilidade de dados, relações comerciais, proteção de dados e taxas de acesso à rede [60].

3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 COMPONENTES DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Um sistema solar fotovoltaico é constituído, de forma geral, pelos seguintes componentes [28, 61]:

- **Painéis fotovoltaicos:** conjunto de módulos fotovoltaicos.
- **Inversores:** são os responsáveis por converter a energia produzida pelos painéis em energia que possa ser utilizada no edifício, isto é, converte de corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC), que é como os equipamentos eletrónicos funcionam.
- **Estrutura de fixação:** varia consoante o caso em questão (se é uma instalação num telhado, no solo, na água) e é responsável por dar segurança e fixar os módulos fotovoltaicos.
- **Baterias:** responsáveis por armazenar a energia elétrica, de forma que esta possa ser usada quando não existe produção.
- **Cabeamento:** conjunto de cabos e conectores utilizados para fazer a ligação elétrica.
- **Contador de energia:** equipamento que permite contabilizar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

As baterias são utilizadas em sistemas isolados, quando existe a necessidade de armazenar energia para uso posterior. Consequentemente, também é necessário incorporar equipamentos de controlo de carga/descarga das baterias nestas situações. No caso de sistemas ligados à rede, o objetivo é gerar energia anual que colmate o consumo num ano, pelo que não é necessário incorporar baterias no sistema, pois a energia ou é consumida ou então é injetada na rede [61].

3.1.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Os painéis fotovoltaicos são compostos por vários módulos fotovoltaicos, que por sua vez são compostos por células (Figura 18), que são a unidade base do sistema fotovoltaico. Uma única célula produz tensões e correntes de saída baixas, portanto, de forma a atingir a potência desejada num módulo fotovoltaico, são integradas várias células. Usualmente, os módulos são compostos por 36 a 216 células associadas em paralelo e/ou série, sendo o material mais usado o silício. O painel fotovoltaico é composto por (Figura 18) [21, 62, 63, 64]:

- **Moldura:** serve para dar estabilidade à célula fotovoltaica, rigidez e proteção.

- **Vidro:** usualmente com baixo teor de ferro que possibilita uma maior passagem de luz possível (maior transparência), garante a integridade do painel perante condições climáticas desfavoráveis e reduz a probabilidade de ocorrer efeito refletor.
- **Encapsulante:** responsável por proteger as células fotovoltaicas de degradação decorrente da radiação solar, das altas temperaturas e da humidade. É o material que envolve as células fotovoltaicas.
- **Célula fotovoltaica:** unidade base do sistema fotovoltaico e é o dispositivo que permite converter a energia solar em energia elétrica.
- **Backsheet:** responsável por proteger a parte posterior das células fotovoltaicas.
- **Caixa de junção:** localiza-se normalmente na parte posterior do módulo e é o local onde as células são conectadas eletricamente, pelo que deve ser montado de forma a evitar a penetração de água.

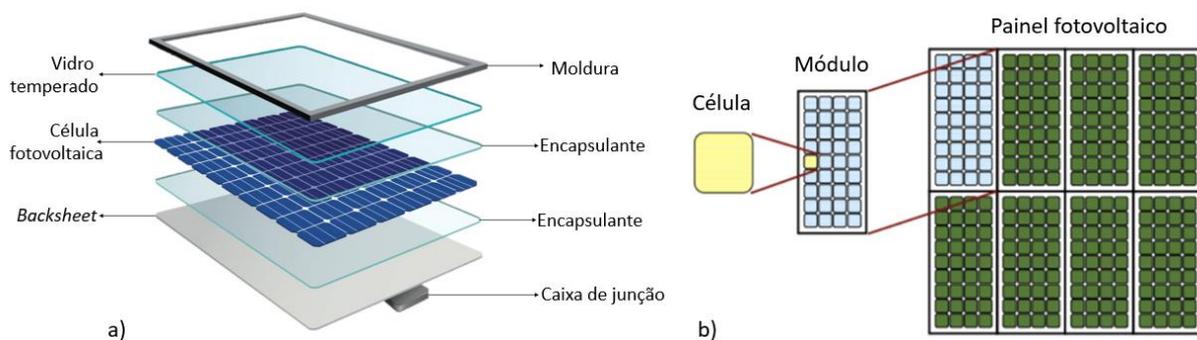


Figura 18. (a) Composição de um painel fotovoltaico e (b) Hierarquia do painel fotovoltaico. Adaptado de: [19, 63].

3.1.1.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Existem diversos tipos de células fotovoltaicas disponíveis no mercado, mas as mais requisitadas são as células de silício cristalino (monocristalino e policristalino) e as células de filme fino. O silício é o componente mais utilizado para fabricar as células fotovoltaicas e é o segundo material mais abundante na terra [65].

As células de silício monocristalino são compostas por um único cristal, logo possuem uma estrutura homogênea. Apresentam uma gama de cores entre o azul escuro e o preto quando possuem características anti reflexivas ou então cinza quando não possuem essa característica. Este tipo de células apresenta maior pureza, o que leva a uma maior eficiência de conversão em energia elétrica e maior estabilidade e longevidade, tornando-as mais atrativa em termos de ciclo de vida do produto. São células que conseguem atingir um rendimento entre 15 e 18 %. Apesar disto, possuem um preço elevado, o que

faz com que o retorno do investimento seja mais prolongado. São células ideais para implementar em locais com espaço reduzido, já que são mais eficientes que as restantes, logo é possível instalar mais potência na mesma área [64, 65].

As células de silício policristalino, ao contrário das monocristalinas, possuem um elevado número de cristais. Quando possuem características anti reflexivas a cor é azul, senão possuem cor cinza. Devido à organização menos homogênea dos cristais, o movimento dos elétrons é dificultado, levando a eficiências de conversão mais reduzidas. Conseguem atingir um rendimento entre 13 e 15 %. Os custos de produção deste tipo de células são menores quando comparado com o monocristalino. Este tipo de células é o que apresenta melhor qualidade/preço [64, 65].

As células de filme fino são compostas por várias camadas finas de filme fotovoltaico colocadas num substrato de metal, vidro ou polímero. São as células mais utilizadas a seguir às células cristalinas e os tipos de células de filme fino mais procurados são as células de silício amorfo, células de telureto de cádmio, células de disseleneto de cobre e índio e disseleneto de cobre, índio e gálio. Este tipo de células não requer tanta quantidade de material e as técnicas de produção são mais simples, o que leva a custos de produção inferiores e, em termos de impactos ambientais, menos impactos negativos pois o consumo de energia é menor, bem como a extração da matéria-prima e a complexidade dos processos. Apesar disto, as células monocristalinas e policristalinas continuam a dominar o mercado, pois possuem eficiências mais elevadas. Este tipo de células é ideal para locais onde a temperatura atinge valores maiores, já que possui boa performance perante elevadas temperaturas e a deterioração do desempenho do painel nestas temperaturas é menor quando comparada com outras tecnologias. No entanto, o rendimento anual destas é inferior e a degradação das células ocorre mais rápido [64, 65].

Como mencionado acima, de forma a obter valores maiores de potência, as células são conectadas entre si. Estas conexões podem ser feitas em paralelo ou em série. Na Figura 19 encontram-se ilustradas três células conectadas em série, bem como a curva corrente-tensão (curva $I-V$) para esta configuração. Neste caso, o valor da corrente mantém-se constante enquanto os valores de tensão das células aumentam [64].

Na Figura 20 estão ilustradas três células solares conectadas em paralelo assim como a curva $I-V$ para esse caso. É possível verificar que o valor de tensão se mantém constante, enquanto os valores de corrente aumentam [64].

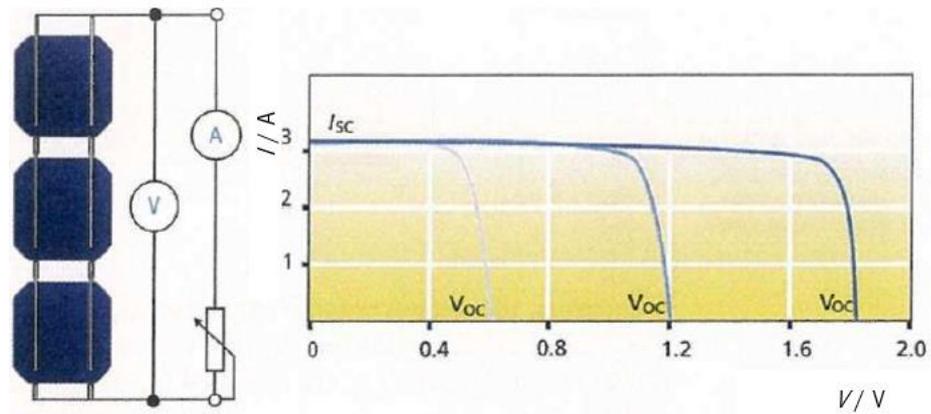


Figura 19. Curva I - V para 3 células solares configuradas em série. Adaptado de: [64].

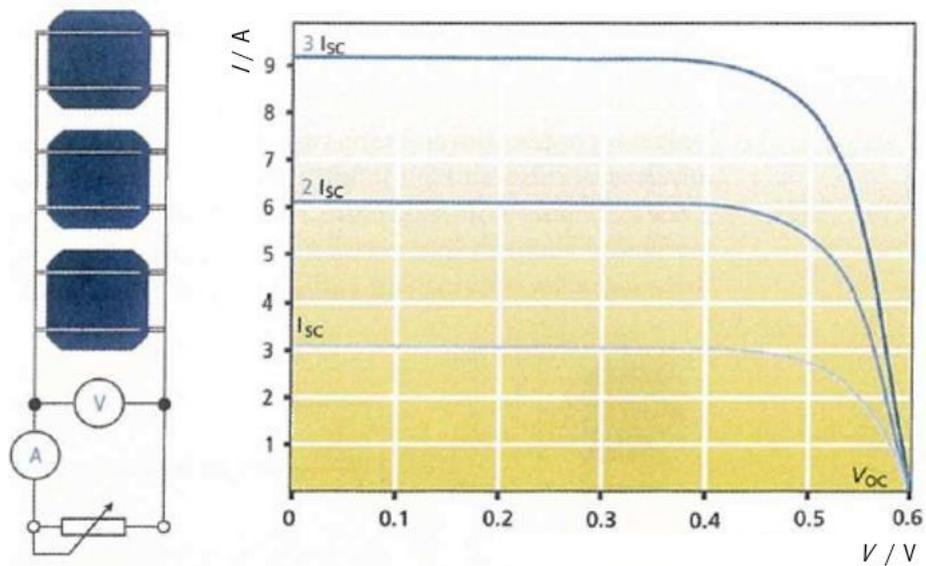


Figura 20. Curva I - V para 3 células solares configuradas em paralelo. Adaptado de: [64].

Usualmente, conectam-se células em série para formar segmentos até se atingir o valor de tensão desejável. Os segmentos (ou *strings*) são conectados em paralelo para que o valor de corrente desejado seja atingido [64].

3.1.1.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como referido, ao conjunto de células dá-se o nome de módulo fotovoltaico. Os fabricantes dos módulos são responsáveis por identificar as características técnicas dos módulos nas fichas de produto segundo a norma europeia *standard* EN 50380:2017. De forma a calcular as características dos módulos de forma idêntica para todos os fabricantes, foi acordado um conjunto de condições de teste padrão (STC, do inglês *Standard Test Conditions*). Estas condições consistem em três especificações [29, 64]:

- O nível de irradiância (fonte de luz incidente no módulo) deve ser igual a 1000 W/m²;

- O espectro da luz utilizado para testar o módulo deve corresponder ao espectro solar com uma massa de ar global de 1,5 (AM1,5);
- A temperatura do módulo tem de ser 25 ± 2 °C.

Todavia, estas condições não representam as condições operacionais a que os módulos serão expostos, porque o espectro solar e o nível de irradiância variam ao longo do dia e a temperatura do módulo é, em média, 20 °C superior à temperatura ambiente. Estes testes servem para comparar módulos de diferentes fabricantes e avaliar a eficiência com que as células convertem a energia do sol em energia elétrica [29, 66].

As características que devem estar presentes impostas pela norma são a potência nominal de pico, a tensão no ponto de potência máxima, a corrente no ponto de potência máxima, a tensão em circuito aberto, a corrente em curto-circuito e o coeficiente de variação da tensão e da corrente em função da temperatura. Além destas, também devem estar referidas a largura, comprimento, espessura e peso dos módulos, como se pode verificar pela Figura 21 [29, 66].

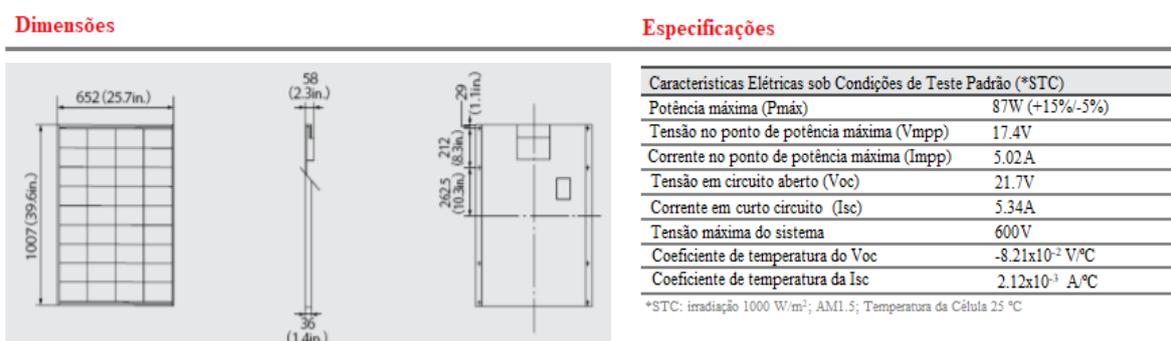


Figura 21. Exemplo de uma ficha técnica de um módulo fotovoltaico. Adaptado de: [66].

Quanto à configuração dos módulos, podem estar conectados em série ou em paralelo. Consoante a configuração selecionada os valores de tensão, de potência e de corrente variam [64].

Quando os módulos são ligados em série, o terminal negativo de cada um é ligado ao terminal positivo do módulo seguinte. Neste caso, a corrente que atravessa os módulos tem o mesmo valor e a tensão total é obtida pela soma das tensões dos terminais. A tensão do sistema fotovoltaico é calculada pelo número de módulos que se encontram ligados em série [64].

Quando os módulos são ligados em paralelo, o terminal positivo de cada um é ligado ao terminal positivo do seguinte e o terminal negativo ao terminal negativo. Neste caso, a tensão dos módulos mantém-se constante e a corrente total corresponde à soma da corrente de cada módulo. Este tipo de configuração é mais usado em sistemas isolados [64].

A eficiência do módulo fotovoltaico é determinada pela eficiência da célula e pelo tipo de material utilizado (o mais usado é o silício). A eficiência do painel é definida com base no *layout* do sistema, na configuração adotada e no tamanho do mesmo. Através das condições STC calculam-se as eficiências teóricas, porque na realidade a eficiência de um sistema fotovoltaico está dependente das condições do local como temperatura, níveis de irradiância, orientação dos módulos, altura do dia e do ano, entre outros [65].

3.1.1.3 SOMBREAMENTO DOS MÓDULOS

O sombreamento dos módulos leva a uma redução da potência produzida não só pelo módulo que se encontra sombreado, mas pelos restantes que se encontram ligados quer seja em série quer em paralelo. Existem tipos de sombreamento menos evidentes e que não podem ser evitados como presença de neve, folhas, sujidade dos painéis, dejetos de pássaros, entre outros. Por esta razão, é muito importante haver uma manutenção periódica dos painéis de forma a evitar este problema. Painéis com maior inclinação combatem esta questão, já que a sujidade e a água escorrem para fora do painel. Pode ocorrer também sombreamento devido à presença de objetos e edifícios, ou seja, é um sombreamento constante que deve ser evitado no projeto de dimensionamento [67].

O sombreamento é um problema para o sistema pois, quando uma célula ou um módulo é sombreado passa a estar inversamente polarizado, comportando-se como uma resistência elétrica. Esta situação acarreta dois problemas maiores que são o facto de não estar a aproveitar energia que poderia ser convertida e levar ao aquecimento do módulo. A célula afetada passa a ser atravessada pela corrente produzida por outra e nenhuma corrente é gerada na célula afetada, ficando sujeita a uma tensão inversa. Este fluxo de corrente é convertido em calor. Esta situação pode gerar pontos quentes, ou *hotspots*, que são zonas afetadas do módulo que atingem temperaturas elevadas. Isto leva à degradação precoce do módulo e a problemas de eficiência. Para evitar este problema, colocam-se díodos de *by-pass*. A função dos díodos é desviar a corrente dos módulos afetados, prevenindo o seu aquecimento. Usualmente, os módulos fotovoltaicos já incluem um ou mais díodos de *by-pass* na sua configuração [67].

3.1.2 INVERSORES DE CORRENTE

Os inversores são um dos componentes mais importantes de um sistema fotovoltaico. A principal função dos inversores é converter energia em corrente alternada (AC) a partir de uma fonte de energia em corrente contínua (DC) e ajustá-la à frequência e nível de tensão do sistema elétrico onde a energia será utilizada. Os módulos geram energia em corrente contínua que não é compatível com a corrente

com que funcionam grande parte dos equipamentos eletrônicos. Os inversores fazem a conversão dessa corrente em corrente alternada, de forma que a eletricidade possa ser utilizada [67].

Para além desta função, os inversores também são responsáveis por ajustar o ponto de operação do inversor ao ponto de máxima potência (MPP) do painel por meio do seguidor do ponto de potência máxima (MPPT), com o objetivo de fornecer à rede a maior potência possível. O MPP corresponde aos valores de tensão e corrente máximos e varia de acordo com as condições meteorológicas. O MPPT consiste num conversor que ajusta a tensão de saída do módulo de acordo com as condições ambientais como temperatura e radiação e as condições impostas pela rede, de forma a que o funcionamento ocorra no ponto correspondente à potência máxima, melhorando assim a conversão em energia elétrica. Cada inversor pode possuir um ou mais MPPTs. Quando um inversor possui apenas um MPPT, isto significa que o conjunto de *strings* (ou fileiras) é ligado a um único bloco. Cada *string* tem o seu MPP rastreado por um único MPPT e, mesmo que o inversor possua várias entradas para conectar as *strings*, dentro do inversor todas as *strings* são controladas pelo mesmo bloco. Quando o inversor possui mais que um MPPT, as *strings* são divididas em blocos mais pequenos e cada bloco é controlado por um MPPT. A vantagem de inversores com vários MPPT é que permite a ligação de arranjos com características diferentes (localização, inclinação, número de módulos ligados em série) [67, 68].

Ainda, os inversores funcionam como dispositivos de proteção e registo de dados operacionais. Quando conectados à rede, os inversores têm funções de segurança específicas, pois em caso de falha de tensão de rede, o sistema fotovoltaico deve ser desligado automaticamente pelo inversor para evitar a injeção de energia nessas condições [67, 68].

Existem inversores *off-grid* e inversores *on-grid*. Os inversores *off-grid*, tal como o nome indica, são utilizados em sistemas isolados, sem conexão à rede elétrica. Estes inversores convertem a corrente contínua diretamente das baterias em corrente alternada e não são capazes de interagir com o sinal de corrente alternada da rede elétrica. Os inversores *on-grid* são conectados diretamente à rede elétrica ou então através da rede do edifício para que possam converter a energia para autoconsumo, mas também para injetar na rede elétrica. A diferença entre estar conectado diretamente à rede elétrica ou à rede do edifício é que, se for conectado à rede do edifício, a energia gerada é consumida primeiramente no edifício e apenas o excedente é encaminhado para a rede pública enquanto que se for conectado à rede pública, a energia produzida é enviada apenas para a rede [62, 64].

Quanto à quantidade de inversores por sistema fotovoltaico podem existir 3 configurações [67]:

- **Inversor central:** existe apenas um inversor no sistema responsável por converter corrente contínua em corrente alternada. Neste caso, o sistema encontra-se dependente de um único inversor logo, em caso de falha, toda a instalação é parada. Uma vez que se trata apenas de um inversor o custo do sistema é inferior, contudo, o inversor deve ter um rendimento mais elevado.
- **Inversor de uma ou várias *strings*:** neste caso, é utilizado um inversor por cada *string* ou conjunto de *strings*. Cada *string* de painéis é ligada a um inversor, logo cada *string* funciona no ponto de máxima potência. Esta configuração traz vantagens como redução da perda provocada por sombreamento e redução da quantidade de cablagem utilizada. Além disso, a fiabilidade e a eficiência do sistema são superiores.
- **Inversor com módulo integrado:** nesta configuração cada módulo possui um inversor. Neste caso, o desempenho dos inversores é inferior quando comparado com o anterior. Uma vez que o número de inversores é superior, o custo da instalação também será superior.

3.1.3 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

As estruturas de fixação têm o papel de dar suporte à instalação dos painéis fotovoltaicos. Dependendo do local em questão, as estruturas variam para que as condições ideais sejam implementadas (altura dos painéis, inclinação dos painéis...), de forma a maximizar a produção e eficiência do sistema. Tendo em conta que a vida útil de um sistema fotovoltaico é de aproximadamente 25 anos, as estruturas devem ser capazes de oferecer boa resistência durante todo esse tempo no que se refere à ação dos ventos e resistência a corrosão. O alumínio, o aço inox e o aço galvanizado são boas opções para evitar estes problemas. As estruturas podem manter os painéis solares numa posição fixa ou então com seguimento, ou seja, os sistemas seguem o sol durante o seu percurso. As estruturas permitem ajustar a posição dos painéis consoante as características geográficas do local em questão [62, 67, 69].

Os painéis fotovoltaicos com estrutura fixa, tal como o nome indica, não são capazes de se mover, logo o ângulo e a inclinação do painel serão sempre os mesmos. Quando se opta por estruturas deste tipo, é necessário ter em consideração qual a altura do ano com gastos mais significativos que é necessário colmatar, uma vez que estruturas com ângulos mais acentuados favorecem a produção de energia no inverno, enquanto estruturas menos inclinadas favorecem a produção no verão. Ainda, estruturas mais voltadas para Este favorecem a produção de energia durante a manhã e estruturas voltadas para Oeste favorecem a produção durante a tarde. Por exemplo, considerando que um edifício

em estudo apresenta maiores gastos durante a manhã e no inverno, a orientação ideal do painel seria para Este e com uma inclinação mais acentuada. Se o objetivo for otimizar a produção durante todo o ano, o ideal é orientar os painéis para Sul (no caso do hemisfério Norte), com uma inclinação que permita aos raios atingir o painel criando um ângulo de 90° , maximizando o rendimento do sistema [62, 67, 69].

Os painéis fotovoltaicos com seguimento solar são capazes de produzir mais energia que os anteriores, pois permitem seguir a trajetória do Sol, aproveitando a radiação de forma mais eficiente durante todo o dia. Este tipo de estruturas é controlado por sensores de radiação ou por relógio astronómico. Atualmente não é muito usual existirem painéis com esta particularidade, sendo mais comuns em centrais fotovoltaicas de grande dimensão conectadas à rede pública. Com a evolução da tecnologia, este tipo de estruturas foi crescendo e atualmente existe uma grande variedade de escolhas no mercado. Os mais comuns são os seguimentos a dois eixos, a um eixo do tipo azimutal, a um eixo horizontal orientado para Este-Oeste ou Norte-Sul e a um eixo polar.

A estrutura de seguimento a um eixo azimutal (Figura 22 (a)) gira em torno do eixo vertical, mantendo a inclinação do painel constante. Esta estrutura permite seguir o sol ao longo do dia. A particularidade desta estrutura é que o ângulo de azimute da superfície do painel é sempre consistente com o ângulo de azimute do sol. A quantidade de radiação coletada depende da inclinação do painel e é maior quanto mais próxima do valor da latitude estiver. A estrutura de seguimento polar a um eixo (Figura 22 (b)) ocorre quando o eixo do seguidor é inclinado até à latitude do local, ou seja, o eixo de rotação do sistema fica paralelo ao eixo de rotação da Terra. O seguimento a um eixo horizontal Norte-Sul ou Este-Oeste (Figura 22 (c)) possui uma estrutura simples. Contudo, comparada com os anteriores, a radiação solar incidente é menor. Esses seguidores giram em torno do eixo horizontal no sentido Norte-Sul ou Este-Oeste e o painel é instalado paralelo ao eixo de rotação [62, 67, 69].

Relativamente ao seguimento solar a dois eixos (Figura 22 (d)), estima-se que sejam capazes de produzir aproximadamente mais 40 % de energia do que um sistema fixo com inclinação ótima. Esta divergência na produção elétrica deve-se ao facto de existir um seguimento do Sol tanto a nível do ângulo do azimute como do ângulo de zénite, ou seja, esta estrutura mantém sempre a orientação e inclinação ideal em relação ao Sol. Assim, este tipo de estrutura mantém a superfície do painel perpendicular à radiação solar e segue o Sol sempre com um posicionamento ótimo ao longo do dia e ao longo do ano. Deste modo, é possível aproveitar a quantidade de radiação máxima disponível. Apesar destas vantagens, este tipo de estrutura apresenta um investimento muito elevado, uma vez que os mecanismos incorporados no sistema são mais complexos do ponto de vista mecânico. Para além disso, são estruturas que necessitam de muito espaço, pois quando os painéis são colocados muito próximos uns

dos outros, ocorre sombreamento de uns sobre os outros. Ao colocar os painéis mais separados de forma a contrariar o sombreamento, aumenta-se a quantidade de área necessária e a quantidade de cablagem utilizada, ou seja, aumento dos custos, contudo mais energia será produzida [62, 67, 69].

Apesar disto, as estruturas fixas são a opção mais utilizada, porque as estruturas de seguimento apresentam um investimento superior, uma manutenção mais exigente, um suporte mais elaborado e, em caso de avaria, o painel pode bloquear numa posição menos favorável, o que implica perdas na produção [62, 67, 69].

Hoje em dia, de forma a evitar o uso de solo para implantação de sistemas fotovoltaicos, a aplicação destes sistemas em parques de estacionamento tem vindo a crescer. Esta solução permite rentabilizar a estrutura do parque de estacionamento, agregando um sistema fotovoltaico no topo da cobertura. Existem várias vantagens associadas a esta aplicação como a referida anteriormente, o retorno do investimento e a melhoria da imagem da empresa [69].

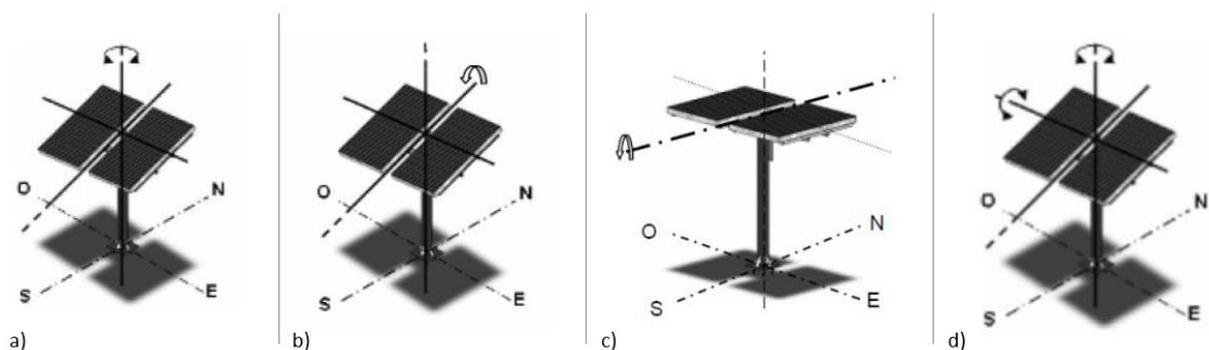


Figura 22. Diferentes estruturas de seguimento solar a um eixo e a dois eixos, sendo (a) estrutura a um eixo com seguimento azimutal; (b) estrutura a um eixo com seguimento polar; (c) estrutura a um eixo com seguimento horizontal Norte-Sul; (d) estrutura a dois eixos. Adaptado de: [69].

3.1.4 CABEAMENTO ELÉTRICO

O transporte elétrico também é uma parte importante do sistema, sendo que devem garantir segurança e permitir que a energia chegue aonde é necessária. Para garantir segurança, os cabos devem apresentar resistência climática (resistentes a raios ultravioleta, às mudanças de clima e a temperaturas entre $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $125\text{ }^{\circ}\text{C}$) e estabilidade mecânica (compressão, tensão, torção e dureza). Apenas os cabos que atendem aos requisitos devem ser utilizados na instalação elétrica do sistema. Dentro do sistema solar fotovoltaico existem cabos para conectar as células e os módulos, cabos de corrente contínua e cabos de conexão de corrente alternada. Os polos positivos e negativos não devem ser colocados juntos no mesmo cabo para que o cabo seja à prova de curto-circuito. Cabos de cordão simples com isolamento duplo são

uma solução viável e de alta confiabilidade. A conexão dos cabos dos módulos deve ser feita com bastante cuidado, pois maus contactos podem levar a risco de incêndio [64, 67].

3.2 COMPORTAMENTO DA RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE

A radiação solar que chega à superfície da Terra é considerada a principal fonte de energia, sendo que os ganhos de energia do sistema terrestre são influenciados de forma direta e indireta pela radiação. Desta forma, o Sol tem um papel muito importante nos fenómenos que ocorrem no planeta Terra e é importante referir algumas das suas características, como o raio ($r_{sol} = 6,96 \times 10^5$ km) e a massa ($m_{sol} = 1,989 \times 10^{30}$ kg). O Sol é constituído maioritariamente por gases quentes, destacando o hidrogénio e o hélio [64, 70].

Devido à forma geométrica da Terra, a distância entre o Sol e a Terra varia, compreendendo valores entre $1,47 \times 10^8$ km a $1,52 \times 10^8$ km, o que corresponde a uma distância média de $1,495 \times 10^8$ km. Devido a esta diferença, a irradiância também varia entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 . Daqui é possível encontrar o valor médio conhecido como constante solar. A constante solar, ou seja, a radiação média que chega ao nível da órbita da Terra, tem um valor de 1367 W/m^2 , valor este calculado através de medições de sensores presentes na órbita terrestre. Este valor é aproximadamente constante, uma vez que não existe atmosfera que possa ter impactos na radiação. No entanto, este valor de irradiância não corresponde à irradiância que chega à superfície da Terra, já que a presença da atmosfera tem impactos neste parâmetro [64, 70].

É possível estimar a produção de energia do sistema fotovoltaico analisando a quantidade de energia solar que incide nos painéis. O desempenho dos painéis é afetado pela espessura da camada atmosférica (também denominada Massa de Ar (AM)), pela distância entre o Sol e a Terra, pelas condições atmosféricas e pelo ângulo zenital do Sol. A produção de energia pode ser maximizada ao estudar a posição do Sol no céu, de modo que se encontre o ângulo perfeito para posicionar os módulos. Devido à inclinação e forma geométrica do planeta Terra, a radiação solar que incide na superfície é diferente em cada zona e varia ao longo do ano. A radiação solar não muda apenas ao longo do ano, mas também ao longo do dia e, antes de chegar à Terra, sofre perdas devido à presença da atmosfera [29, 71].

Os termos radiação, irradiação e irradiância são semelhantes, mas com sentidos diferentes. A radiação corresponde à transmissão de energia no espaço, enquanto a irradiação corresponde à quantidade de energia que incide numa área durante um intervalo de tempo. Já a irradiância é a potência

radiante (radiação solar) incidente por unidade de superfície sobre um plano. Apenas parte da radiação solar atinge a superfície terrestre, devido à presença da atmosfera. Outros agentes também são responsáveis por dissipar a radiação que chega à superfície terrestre, como a variação da humidade, as nuvens e a poluição. Desta forma, a radiação pode ser dividida em: direta (raios solares que atingem a Terra diretamente sem interferir com a atmosfera), difusa (radiação indireta, que é espalhada por componentes presentes na atmosfera) e albedo (ocorre quando a superfície se encontra inclinada em relação à horizontal e a radiação é refletida pelo ambiente, como solo, vegetação, obstáculos...). A soma destas corresponde à radiação global [29, 61, 72].

3.2.1 ÂNGULOS SOLARES

Para entender a posição do Sol precisamos de saber qual o desvio do Sol em relação ao Sul, qual a distância do Sol acima do horizonte e qual é o ângulo entre o Sol e a vertical. O desvio do Sol em relação ao Sul é denominado ângulo de azimute solar (γ_s), a distância do Sol acima do horizonte é conhecida como altitude (α_s) e o ângulo entre os raios de sol e a vertical corresponde ao ângulo do zénite, ou ângulo zenital (θ_z), como se pode verificar na Figura 23. O ângulo mais importante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o ângulo do zénite, pois é o ângulo utilizado para corrigir a inclinação dos painéis solares. Existe uma relação de complementaridade entre o ângulo zenital e a altitude (Equação 2) [71].

$$\theta_z + \alpha_s = 90^\circ \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

- θ_z – ângulo zenital ($^\circ$);
- α_s – altitude ($^\circ$).

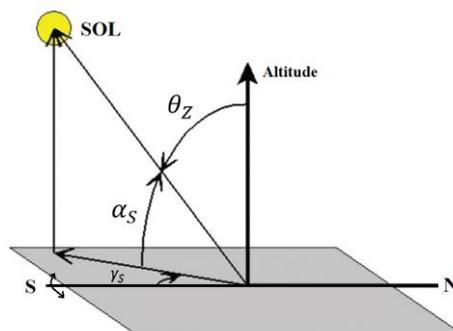


Figura 23. Ilustração dos ângulos solares, onde γ_s , α_s e θ_z correspondem a azimute solar, altitude solar e zénite solar, respetivamente. Adaptado de: [71].

O conceito de Massa de Ar (AM) é importante para a energia solar, uma vez que corresponde à distância na atmosfera que a radiação solar demora a atingir a superfície terrestre. Quanto maior for a AM , menor é a intensidade da radiação que atinge a superfície. Quando a radiação não viaja por nenhuma atmosfera, a AM é considerada 0 ($AM0$). Isto acontece quando a radiação é medida fora da atmosfera terrestre. Quando a radiação percorre o caminho mais curto entre o Sol e a Terra, isto é, quando o Sol está diretamente acima (distância vertical), a AM é 1 ($AM1$). Noutras situações, é possível calcular a AM através do ângulo zenital ou pela altitude solar, aplicando os conceitos de trigonometria (Equação 3). O valor médio anual de AM adotado na Europa é de 1,5 ($AM1,5$) e é este valor que é usado nas condições de teste padrão aos módulos solares. Na Figura 24 encontram-se ilustradas estas situações [29].

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} = \frac{1}{\sin(\alpha_s)} \quad (\text{Equação 3})$$

Onde:

- AM – Massa de Ar;
- θ_z – ângulo zenital (°);
- α_s – altitude (°).

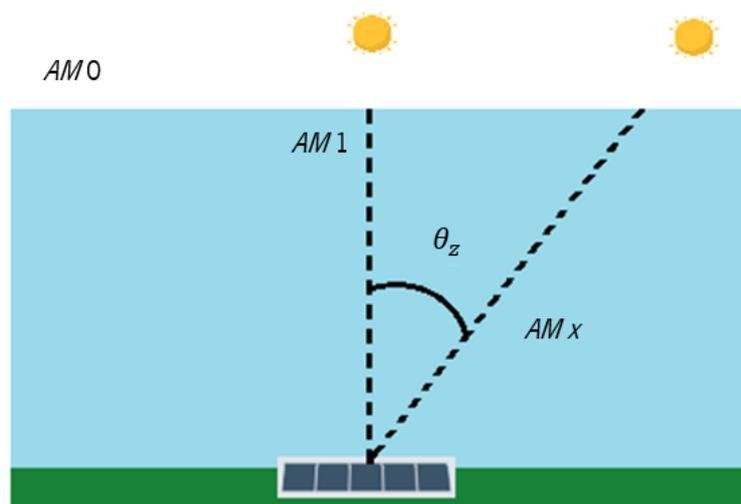


Figura 24. Ilustração das diferentes situações relacionadas com a Massa de Ar. Adaptado de: [29].

Depois de conhecidos estes termos, é possível calcular a quantidade de energia solar que chega à superfície da Terra após interagir com a atmosfera. Sabemos que fora da atmosfera terrestre recebemos 1367 W/m^2 e que o nível de irradiância na Terra é de aproximadamente 1000 W/m^2 (ao meio-dia e em condições climáticas boas). Ou seja, depois de entrar em contacto com a atmosfera terrestre, apenas 70 % do total de radiação que se recebe fora da atmosfera chega à Terra. Os restantes 30 % são absorvidos ou refletidos pela presença da atmosfera [29, 62].

3.2.2 EFEITOS DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA

Como foi mencionado anteriormente, é raro os sistemas fotovoltaicos funcionarem nas condições STC. A conversão de energia e as curvas I/V dependem da temperatura e da irradiância. Como estes valores não são constantes ao longo do dia, é importante perceber de que forma a sua variação afeta o sistema. Os valores de temperatura são mais constantes que os valores de irradiância ao longo do dia, logo o desempenho dos módulos é mais afetado pela irradiância do que pela temperatura [61, 64].

As mudanças de irradiância afetam a corrente do módulo, já que esta é diretamente dependente da irradiância. Quanto maior for a irradiância, maior será a corrente. Assim, analisando a Figura 25, conclui-se que a corrente aumenta com o aumento da radiação incidente. A tensão do módulo pouco varia com a variação da irradiância, apenas diminui ligeiramente com a diminuição da irradiância. Conseqüentemente, a potência é maior quanto maior for o valor da irradiância [64, 66].

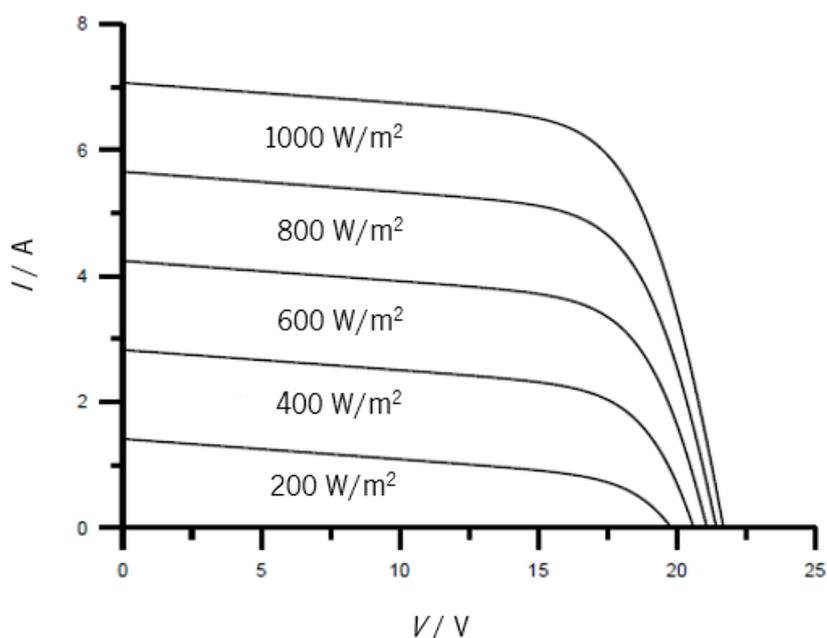


Figura 25. Curva I/V para variações da irradiância e temperatura constante (temperatura nas condições STC = 25 °C).
Fonte de: [61].

Os módulos ao estarem expostos aos raios solares aquecem de forma considerável, logo a temperatura do módulo aumenta com o aumento da temperatura ambiente. A razão disto acontecer é porque parte da radiação que incide na superfície do módulo não é convertida em energia elétrica, mas dissipada na forma de calor. Esta é a razão pela qual a temperatura do módulo é sempre superior à temperatura ambiente. As mudanças de temperatura afetam a temperatura do módulo que afeta principalmente os valores de tensão. Na Figura 26 comprova-se que quanto maior for a temperatura, maior é a corrente do módulo, contudo, os valores não variam de forma significativa. A tensão do módulo

diminui com o aumento da temperatura. Durante o verão, a potência do módulo é afetada pelas altas temperaturas, já que temperaturas superiores levam a valores de tensão mais reduzidos. De forma a minimizar este problema, os módulos devem ter ventilação suficiente que seja capaz de dissipar o calor [64, 66].

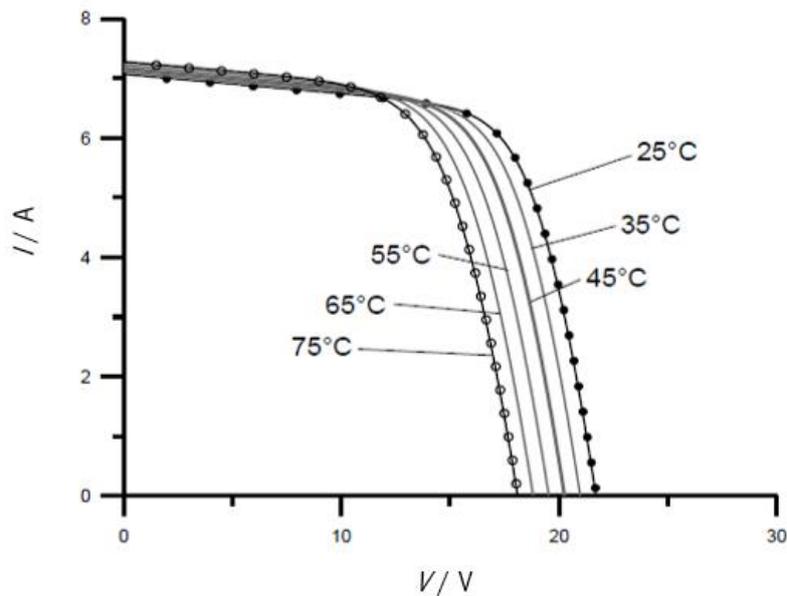


Figura 26. Curva I/V para variações da temperatura e irradiação constante (irradiação nas condições STC = 1000 W/m²).
Fonte: [61].

3.3 MÉTODO DE DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste capítulo abordar-se-á a metodologia de dimensionamento para um sistema fotovoltaico ligado à rede pública sem sistema de armazenamento.

Antes de estudar a possibilidade de implementar um projeto fotovoltaico num local, é necessário perceber a sua envolvente, de forma a projetar da melhor maneira o sistema em termos técnicos e financeiros. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico envolve inúmeros parâmetros a ter em conta, como orientação e inclinação dos painéis, área disponível para a implantação do sistema, disponibilidade do recurso solar, consumo energético do edifício, necessidades a satisfazer, especificações técnicas dos componentes (módulos e inversores), entre outros. Para o dimensionamento dos sistemas em questão, isto é, dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à RESP sem armazenamento, é necessário seguir as etapas identificadas na Figura 27 [64, 66].

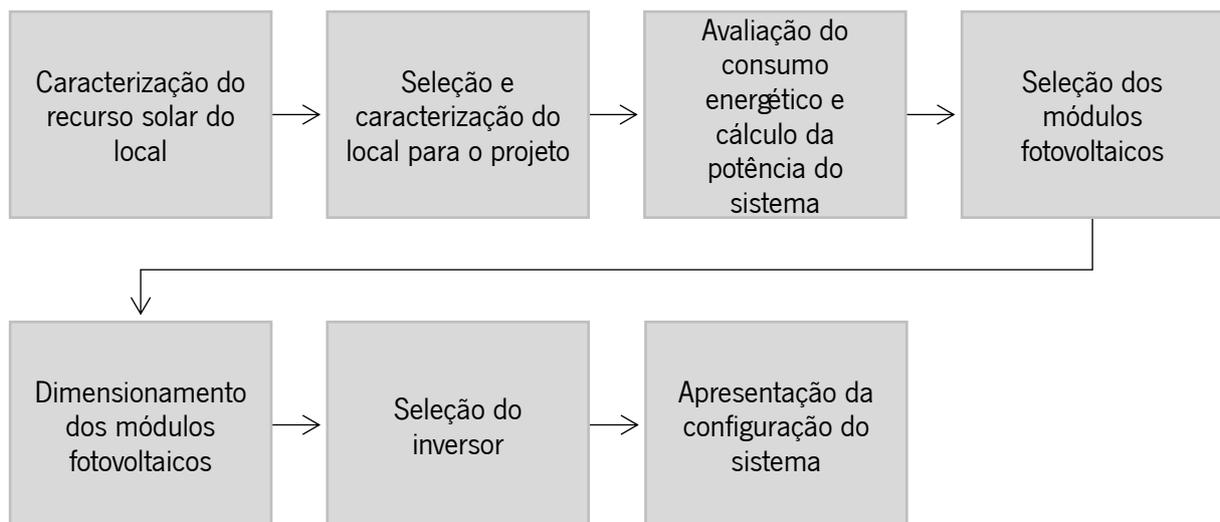


Figura 27. Esquema das etapas para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à RESP. Adaptado de: [64, 66].

Caracterização do local, do recurso solar, do consumo energético e da potência do sistema

Antes de dimensionar o sistema deve ser feita uma análise em termos de área disponível, tipo de terreno/edifício onde serão colocados os painéis e a exposição solar do local. A irradiância e a temperatura são parâmetros que afetam as características elétricas de um painel fotovoltaico, sendo que a irradiância tem um papel mais significativo que a temperatura. A irradiância varia em curtos intervalos de tempo (especialmente em dias com nuvens), enquanto a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos painéis. Um dos requisitos mais importantes na seleção do local para a implantação do projeto é evitar a existência de possíveis sombreamentos por parte de objetos/edifícios. Posteriormente, é necessário analisar os consumos energéticos do edifício para saber qual o valor da potência do sistema a instalar [61, 62, 67].

Seleção dos módulos fotovoltaicos

Após analisar o consumo energético, devem selecionar-se os módulos para a instalação. A escolha dos módulos fotovoltaicos deve ser feita de forma criteriosa e tendo em conta algumas características importantes. Para a seleção destes é necessário considerar a qualidade (presença do carimbo de certificação do módulo, o que significa que foi construído segundo as normas e influência do fabricante no mercado), o tipo de célula solar (se a célula é monocristalina, policristalina, de filme fino, etc.), qual a área disponível para o projeto, bem como outros parâmetros que se devem analisar pela ficha técnica do produto disponibilizada pelo fabricante. Alguns desses parâmetros são a tensão de circuito aberto (V_{ca}), a corrente de curto-circuito (I_{cc}), a potência máxima ($P_{máx}$), a tensão no ponto de potência máxima (V_{mp}), a corrente no ponto de potência máxima (I_{mp}), a tolerância de potência nominal, os coeficientes de

temperatura, a eficiência, a garantia de potência, entre outros. Na Figura 28 encontram-se identificados alguns destes parâmetros na curva $I-V$ [61, 62, 67, 73].

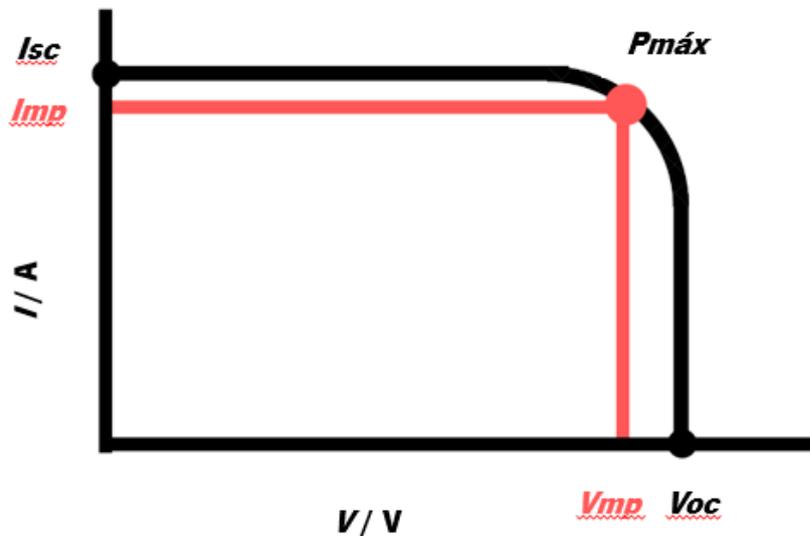


Figura 28. Identificação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico na curva $I-V$. Fonte: [73].

Os parâmetros mencionados são definidos como [61, 62, 67, 73]:

- **Tensão de circuito aberto (V_{ca}):** representa a tensão entre os terminais da célula fotovoltaica no momento em que não circula corrente elétrica ($I = 0$ A), logo a potência também é nula. Corresponde à máxima tensão disponível numa célula fotovoltaica perante determinadas condições de radiação e temperatura.
- **Corrente de curto-circuito (I_{cc}):** é a corrente máxima que é possível obter sob determinadas condições de radiação e temperatura. Corresponde ao momento em que a tensão elétrica nos terminais da célula fotovoltaica é zero ($V = 0$ V), e conseqüentemente a potência é nula.
- **Potência máxima ($P_{máx}$):** é o valor máximo de potência do módulo fotovoltaico e corresponde ao ponto na curva $I-V$ em que o produto da corrente pela tensão é máximo.
- **Tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}):** é o valor de tensão para $P_{máx}$ em determinadas condições de radiação e temperatura.
- **Corrente no ponto de máxima potência (I_{MPP}):** é o valor de corrente para $P_{máx}$ em determinadas condições de radiação e temperatura.
- **Tolerância de potência nominal:** corresponde à variação entre a potência referida na ficha técnica do produto e a energia real gerada.

- **Coefficiente de temperatura:** é importante porque, quanto mais baixo for o coeficiente de temperatura, melhor será o comportamento dos módulos perante temperaturas mais elevadas. Com o aumento da temperatura a potência nominal dos módulos diminui.
- **Eficiência (η):** permite verificar o processo de conversão da energia solar em elétrica. Quanto maior for a eficiência do módulo, menos módulos serão necessários para atingir a potência requerida, logo menos área é ocupada.
- **Garantia de potência:** é outro parâmetro importante, porque todas as células sofrem processos de degradação com o passar do tempo, o que tem uma influência negativa na potência do módulo. O sistema é mais rentável quanto menor for o valor da depreciação anual da potência do módulo.

Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Como referido, a eficiência de conversão de um sistema fotovoltaico depende da radiação solar que incide na superfície e da altura do dia e do ano, mas também da posição em que se encontram os painéis. Dependendo da localização geográfica do projeto, a posição dos painéis pode maximizar a produção de energia. Assim, existe uma orientação e uma inclinação ideal para cada localização. No hemisfério Norte, a orientação ideal dos painéis deve coincidir com o Sul e a inclinação depende da latitude do local. Painéis com pouca inclinação são mais propensos a acumular sujidade e quando não são capazes de ventilar naturalmente, aquecem mais rápido, o que não é bom para a eficiência do painel. Por essa razão, é possível calcular o ângulo ótimo do painel. O ângulo ótimo dos painéis quando localizados no hemisfério Norte, ou seja, com orientação para Sul, é calculado pela (Equação 4). Usualmente em Portugal a inclinação dos painéis ronda os 35° [29, 67].

$$\alpha_{op} = 3,7 + 0,69 \times \varphi \quad \text{(Equação 4)}$$

Onde:

- α_{op} – corresponde ao ângulo ótimo (°);
- φ – corresponde à latitude do local (°).

É necessário calcular a distância entre as filas de módulos de forma que não ocorra o processo de sombreamento por parte dos próprios módulos (Figura 29) quando se trata do plano horizontal. Este problema é solucionado com a colocação de painéis em superfícies inclinadas. Esta distância pode ser calculada pela (Equação 5) [29, 67].

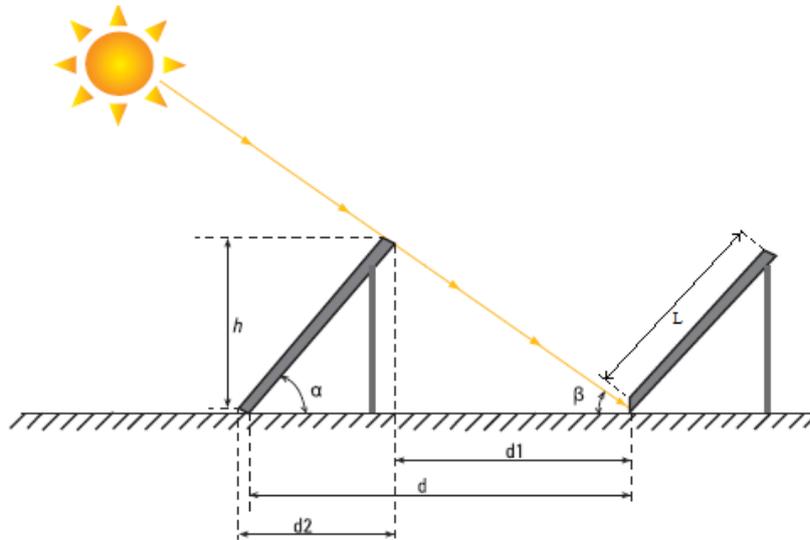


Figura 29. Distância entre as filas de painéis, de forma a evitar sombreamento. Fonte: [67].

$$d = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad \text{(Equação 5)}$$

Onde:

- d – afastamento entre as filas de módulos (m);
- L – comprimento do módulo (m);
- α – inclinação do painel (°);
- β – menor ângulo de altitude solar (°). Em Portugal este valor é aproximadamente 28°.

Como referido anteriormente, os módulos podem ser conectados em série, de forma a aumentar o valor de tensão ou então em paralelo, para aumentar o valor da corrente. O número de módulos fotovoltaicos de um sistema é calculado tendo em conta a potência total do sistema e a potência de cada painel (Equação 6) [29, 67].

$$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo}}} \quad \text{(Equação 6)}$$

Onde:

- N – número de painéis do sistema fotovoltaico;
- P_{total} – potência total do sistema (kW);
- $P_{\text{módulo}}$ – Potência individual do módulo (kW).

Seleção do inversor

A escolha do inversor deve ser bem avaliada, pois trata-se de um componente essencial para o bom funcionamento do sistema fotovoltaico. Para sistemas conectados à rede, os inversores devem ter

a capacidade de sincronizar a tensão e a frequência com a RESP, para além de que devem ser capazes de desligar automaticamente em caso de problemas. Num sistema fotovoltaico podem existir um ou mais inversores [29, 67].

Os inversores podem possuir um ou mais MPPTs. O MPPT permite assegurar que o módulo funciona no ponto de funcionamento ideal, onde o produto entre a corrente e a tensão corresponde ao valor máximo de potência possível. A existência do MPPT é vantajosa pois, se cada módulo gerar energia no seu ponto de funcionamento ideal, a potência elétrica gerada será maior e, conseqüentemente, a eficiência também é maior [29, 67].

Existem alguns cuidados que devem ser tomados para que se possam evitar falhas no sistema, como evitar colocar o inversor num local onde receba radiação solar direta ou chuva. O ideal seria colocar o inversor num local abrigado, fresco e ventilado, já que temperaturas elevadas têm um impacto negativo no rendimento do mesmo [29, 67].

A escolha do inversor depende da potência do painel fotovoltaico, das características elétricas do mesmo, das condições ambientais do local, entre outros parâmetros. O número e a potência dos inversores são parâmetros calculados com base na potência total do sistema e no tipo de sistema escolhido. A potência nominal dos inversores pode ser $\pm 20\%$ a potência de saída do conjunto fotovoltaico (potência em condições STC) [29, 67].

De forma a ser compatível com o sistema fotovoltaico, o inversor deve respeitar a seguinte condição [29, 67]:

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{ind\ inv} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} \quad (\text{Equação 7})$$

Onde:

- P_{PV} – potência do sistema fotovoltaico ou conjunto fotovoltaico (kW);
- N_{inv} – número de inversores;
- $P_{ind\ inv}$ – potência individual do inversor (kW).

Outro parâmetro que é importante analisar é o fator de dimensionamento (FDI), que expressa a relação entre a potência do conjunto fotovoltaico e a potência do inversor conectado a esse conjunto (Equação 8) [61, 74].

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{conjunto\ PV}} \quad (\text{Equação 8})$$

Onde:

- FDI – fator de dimensionamento (adimensional);
- $P_{\text{conjunto PV}}$ – potência do conjunto fotovoltaico (kW);
- P_{inv} – potência individual do inversor (kW).

Um valor de FDI elevado traz vantagens no sentido em que o investimento é inferior, no entanto há perda de energia quando a potência máxima do inversor é alcançada. Para além disso, outra desvantagem de um valor elevado de FDI é o aquecimento que pode levar à degradação do inversor, diminuindo a sua longevidade. Valores de FDI baixos são aceitáveis quando não existe inversores com potências menores. Esta situação ocorre maioritariamente em sistemas pequenos. O recomendado é valores situados entre 0,75 a 0,85 [61, 74].

A tensão do inversor é a soma das tensões dos módulos conectados em série por *string*. Visto que as características tanto do inversor como dos módulos dependem da temperatura, o dimensionamento deve ser feito tendo em conta condições extremas. Portanto, de modo a calcular a quantidade de módulos a conectar, são impostas as condições tanto de inverno como de verão. Estes cálculos são apresentados de seguida [29, 67].

Apresentação da configuração do sistema

A configuração do sistema deve ter em atenção qual o número máximo e mínimo de módulos por *string* que um inversor é capaz de suportar.

A tensão de entrada do inversor corresponde à soma das tensões dos módulos em série. Na tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos ocorre a tensão máxima do sistema. Assim, é necessário calcular o número máximo de módulos em série que é limitado pela tensão máxima em DC permitida à entrada do inversor e pelo valor da tensão em circuito aberto do módulo a temperaturas reduzidas. O número máximo de módulos em série é determinado simulando as condições de inverno (temperatura do módulo de -10 °C, pois quando os módulos se encontram a uma temperatura mais reduzida, existe um aumento da tensão. Por esta razão, calcula-se o número máximo de módulos por série através da (Equação 9) [67, 75].

$$n_{\text{máx série}} = \frac{U_{\text{máx inv}}}{U_{\text{CA (-10 °C)}}} \quad (\text{Equação 9})$$

Onde:

- $n_{\text{máx série}}$ – número máximo de módulos em série;
- $U_{\text{máx inv}}$ – valor máximo de tensão em DC permitido à entrada do inversor (V);

- $U_{CA (-10\text{ }^\circ\text{C})}$ – valor da tensão em circuito aberto (CA) do módulo a $-10\text{ }^\circ\text{C}$ (V).

Usualmente o valor da tensão em CA encontra-se na ficha técnica dos módulos. Se tal não acontecer, calcula-se o valor da tensão em CA pela (Equação 10) [67, 75].

$$U_{CA (-10\text{ }^\circ\text{C})} = \left(1 - \frac{35\text{ }^\circ\text{C} \times \Delta V}{100}\right) \times U_{CA (STC)} \quad (\text{Equação 10})$$

Onde:

- $U_{CA (STC)}$ – tensão em circuito aberto perante as condições STC (V);
- $35\text{ }^\circ\text{C}$ – é a diferença entre a temperatura do módulo em condições STC e a temperatura em situação de inverno ($-10\text{ }^\circ\text{C}$), ou seja, $35\text{ }^\circ\text{C} = 25\text{ }^\circ\text{C} - (-10\text{ }^\circ\text{C})$;
- ΔV – variação da tensão (V).

O número mínimo de módulos ligados em série é determinado simulando as condições da estação quente, ou seja, com temperaturas elevadas. Quando a temperatura dos módulos aumenta, existe uma diminuição dos valores de tensão do módulo, sendo que a tensão mínima de funcionamento ocorre quando se atinge a temperatura máxima de funcionamento esperada. O cálculo deste número é limitado pela tensão mínima de funcionamento do inversor. Assim, calcula-se o número mínimo de painéis pela (Equação 11) [67, 75].

$$n_{\text{min série}} = \frac{U_{\text{min inv}}}{U_{\text{MPP (70 }^\circ\text{C)}}} \quad (\text{Equação 11})$$

Onde:

- $n_{\text{min série}}$ – número mínimo de módulos em série;
- $U_{\text{min inv}}$ – valor mínimo de tensão permitido à entrada do inversor (V);
- $U_{\text{MPP (70 }^\circ\text{C)}}$ – valor da tensão no MPP do módulo a $70\text{ }^\circ\text{C}$ (V).

Tal como na situação anterior, o valor da tensão em MPP encontra-se normalmente na ficha técnica dos módulos. Se tal não acontecer, calcula-se o valor da tensão em MPP pela (Equação 12) [67, 75].

$$U_{\text{MPP (70 }^\circ\text{C)}} = \left(1 - \frac{(-45\text{ }^\circ\text{C}) \times \Delta V}{100}\right) \times U_{\text{MPP (STC)}} \quad (\text{Equação 12})$$

$$\Leftrightarrow U_{\text{MPP (70 }^\circ\text{C)}} = \left(1 + \frac{45\text{ }^\circ\text{C} \times \Delta V}{100}\right) \times U_{\text{MPP (STC)}}$$

Onde:

- $U_{MPP (STC)}$ – tensão em MPP perante as condições STC (V);
- $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ – é a diferença entre a temperatura do módulo em condições STC e a temperatura em situação de verão ($70\text{ }^{\circ}\text{C}$), ou seja, $-45\text{ }^{\circ}\text{C} = 25\text{ }^{\circ}\text{C} - 70\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- ΔV – variação da tensão (V).

Depois de calcular o número mínimo e máximo de módulos por série, é encontrada a faixa de operação MPPT do inversor. Se os valores da tensão de entrada não se encontrarem dentro desta faixa, a eficiência do sistema é afetada [67, 75].

Para além de calcular o número máximo e mínimo de módulos por *string*, é necessário identificar também qual o valor máximo de *strings* que podem ser associadas em paralelo. Este valor depende da corrente máxima à entrada do inversor e é calculado pela (Equação 13). O cálculo do número máximo de *strings* é importante porque é necessário verificar se o valor da corrente máxima à entrada do inversor não é ultrapassado [67, 75].

$$n_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{máx inv}}}{I_{\text{máx painel}}} \quad (\text{Equação 13})$$

Onde:

- n_{paralelo} – número máximo de *strings* em paralelo;
- $I_{\text{máx inv}}$ – valor máximo de corrente permitido à entrada do inversor (A);
- $I_{\text{máx painel}}$ – valor máximo da corrente no painel (A).

3.3.1 MANUTENÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

É muito importante realizar manutenção ao sistema de modo a evitar possíveis acidentes e melhorar a eficiência do mesmo. A manutenção preventiva constitui um conjunto de ações previamente programadas que garantem o bom funcionamento do sistema, maximizando a vida útil dos equipamentos e evitando falhas. Devem ser realizadas inspeções periódicas aos sistemas para que se possam identificar problemas e corrigi-los sem comprometer a integridade do sistema [61].

No que toca à manutenção dos módulos fotovoltaicos, é necessário ter em conta os valores das garantias dos mesmos, especialmente a garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Caso se constate que um módulo não se encontra dentro dos parâmetros, a garantia deve ser requerida e o módulo afetado substituído. Durante a inspeção periódica devem ser analisadas as condições físicas do

sistema, verificando que a superfície dos módulos está limpa, não se encontra rachada nem descolorada, evitando sombreamento parcial dos módulos que pode levar à criação de *hotspots* e problemas mais graves posteriormente. Para além disso, deve ser retirada vegetação que possa sombrear os módulos. Também deve ser tomada atenção à estrutura de fixação, verificando que se encontra fixa e sem pontos de corrosão. Usualmente, a manutenção é realizada por técnicos certificados e muitas vezes já se encontra no plano do projeto [61].

4 PROJETO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO – CARACTERIZAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO

4.1 A EMPRESA DE ACOLHIMENTO

Os ateliers de componentes têxteis da empresa de acolhimento e usados como estudo de caso, pertencem a um dos maiores grupos multinacionais de luxo, associado a valores como excelência, cultivo de espírito empreendedor, inovação e criatividade.

Atualmente, a empresa conta com 3 ateliers no Norte de Portugal, um em Ponte de Lima, outro em Penafiel e mais recentemente um em Santa Maria da Feira. O atelier de Ponte de Lima localiza-se na freguesia de Calvelo, concelho de Ponte de Lima, no distrito de Viana do Castelo. Antes da instalação do atelier, o espaço era ocupado por uma antiga empresa que deu falência em 2006. Em 2010, iniciaram-se os trabalhos de remodelação e a recuperação do edifício, sendo que a data de abertura foi em fevereiro de 2011. O atelier de Penafiel localiza-se na freguesia de Santa Marta, concelho de Penafiel, distrito do Porto. A atividade deste atelier iniciou previamente, em 2018, num edifício provisório em Lousada. A transladação da atividade para o novo espaço físico em Penafiel deu-se em fevereiro de 2020, ou seja, o edifício de Penafiel encontra-se a laborar apenas desde 2020. Os ateliers de Ponte de Lima e Penafiel dedicam-se ao fabrico de componentes de marroquinaria. Estes componentes são enviados para outras empresas pertencentes ao grupo que finalizam o produto. O atelier de Santa Maria da Feira é o mais recente da empresa e dedica-se ao fabrico de componentes de calçado.

Nesta dissertação, estudou-se a possibilidade de implementação de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) em dois ateliers de componentes têxteis, o atelier de Ponte de Lima e o atelier de Penafiel, pelo que apenas se usaram estes como casos de estudo. Inicialmente, foram caracterizados os recursos solares e eólicos das zonas de Calvelo, Ponte de Lima e Santa Marta, Penafiel. A análise foi realizada especificamente para o local do atelier de Ponte de Lima localizado a uma latitude de 41,69°, longitude de -8,55° e altitude de 261 metros e para o local do atelier de Penafiel, localizado a uma latitude de 41,21°, longitude de -8,25° e altitude de 350 metros. Estes dados foram encontrados com auxílio ao *Google Maps*.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO SOLAR

O primeiro passo para estudar a viabilidade da instalação fotovoltaica é caracterizar o local em termos de potencialidade do recurso solar, bem como outros fatores ambientais como sombreamento

do horizonte e por objetos próximos (árvores, edifícios, etc.). Em termos gerais, Portugal situa-se numa posição muito favorável com bastante radiação solar disponível, sendo considerado o país da Europa continental com maior radiação solar média [70, 72].

O objetivo desta caracterização solar é calcular a quantidade de irradiação solar global que incidirá nos painéis solares. Assim, com o auxílio da aplicação *Global Solar Atlas* foi possível fazer uma análise acerca do potencial de exploração solar nas zonas em estudo. Esta aplicação fornece informações acerca do recurso solar e do potencial de energia fotovoltaica numa certa localização, e foi desenvolvida com o intuito de apoiar o aumento em grande escala da energia solar. O fornecedor de dados solares e dos serviços relacionados com avaliações de energia solar é a *Solargis* [72].

Os dados fornecidos pelo *Global Solar Atlas* relativos à avaliação do potencial solar da região incluem os seguintes parâmetros [72, 76]:

- **Temperatura do ar (TEMP):** expressa em °C. Determina a temperatura ambiente operacional. Uma temperatura muito elevada reduz a eficiência de conversão de energia dos módulos fotovoltaicos, bem como dos outros componentes do sistema como inversores.
- **Irradiação normal direta (DNI):** expressa em Wh/m². É utilizada para avaliar o desempenho de sistemas de energia solar térmica e o desempenho das células do sistema solar fotovoltaico.
- **Irradiação horizontal global (GHI):** expressa em Wh/m². Corresponde à soma da radiação direta e difusa recebida no plano horizontal. Para além de ser utilizada como referência para o cálculo de rendimento de energia e avaliação de desempenho do sistema de energia solar, também é usada como referência para comparar as condições geográficas relacionadas com os sistemas.
- **Irradiação horizontal difusa (DHI):** expressa em Wh/m². Corresponde à radiação que foi espalhada na atmosfera antes de atingir a superfície da Terra.

Para analisar o potencial solar nas zonas em questão, é necessário selecionar o local pretendido no mapa. Ambos os ateliers estão localizados no Norte de Portugal, sendo que o atelier de Ponte de Lima localiza-se no distrito de Viana do Castelo e o atelier de Penafiel no distrito do Porto, como se pode verificar pela Figura 30. Pela análise da Figura 30, podemos concluir que Portugal continental apresenta boa exposição solar, destacando a zona sul, onde a DNI atinge valores próximos de 2000 kWh/m². Comparando os locais em questão, são bastante semelhantes com valores de irradiação direta a rondar os 1600 kWh/m² [77].

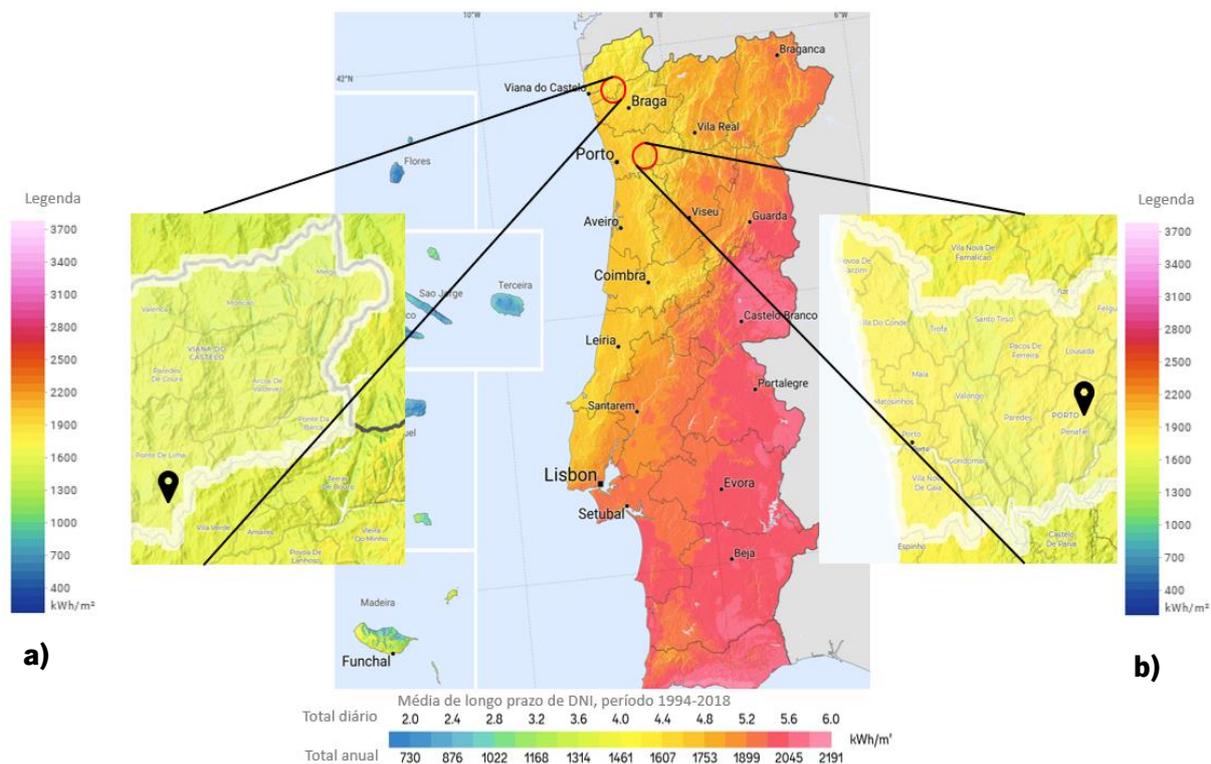


Figura 30. Irradiação normal direta em Portugal, com foco nos distritos de Viana do Castelo (a) e Porto (b) e localização dos dois ateliers no mapa. Adaptado de: [78].

Os dados obtidos do *Global Solar Atlas* nas localizações referida são valores médios anuais e encontram-se descritos na Tabela 7 [77, 78].

Tabela 7. Valores médios anuais obtidos no *Global Solar Atlas*. Fonte: [77, 78]

LOCAL	PARÂMETRO		VALOR
PONTE DE LIMA	Irradiação normal direta	DNI	1643,6 kWh/m ²
	Irradiação horizontal global	GHI	1517,8 kWh/m ²
	Irradiação horizontal difusa	DHI	559,0 kWh/m ²
	Temperatura do ar	TEMP	14,6 °C
PENAFIEL	Irradiação normal direta	DNI	1722,4 kWh/m ²
	Irradiação horizontal global	GHI	1555,0 kWh/m ²
	Irradiação horizontal difusa	DHI	563,3 kWh/m ²
	Temperatura do ar	TEMP	14,4 °C

A relação entre a DHI e a GHI é importante para avaliar o desempenho dos sistemas solares fotovoltaicos, podendo ter impacto na escolha do tipo de módulo fotovoltaico. Um valor mais alto de DHI/GHI indica que o clima é mais instável, com maior ocorrência de nuvens, maior poluição atmosférica ou vapor de água. No caso de Ponte de Lima, a razão entre a irradiação horizontal difusa e a global é de

aproximadamente 36,83 %. Para Penafiel, o valor é de aproximadamente 36,22 %. Quando comparados os dois valores, conclui-se que o clima será muito semelhante, sendo caracterizado por alguma ocorrência de nuvens [76].

A variação mensal da DNI encontra-se representada na Figura 31. Como era expectável, os meses com maior incidência de irradiação solar são os meses de verão, destacando o mês de junho, julho e agosto. Comparando os dois ateliers, os valores são muito semelhantes, pelo que se espera que a produção de energia solar seja idêntica, considerando situações ótimas e iguais nos dois locais [77, 78].

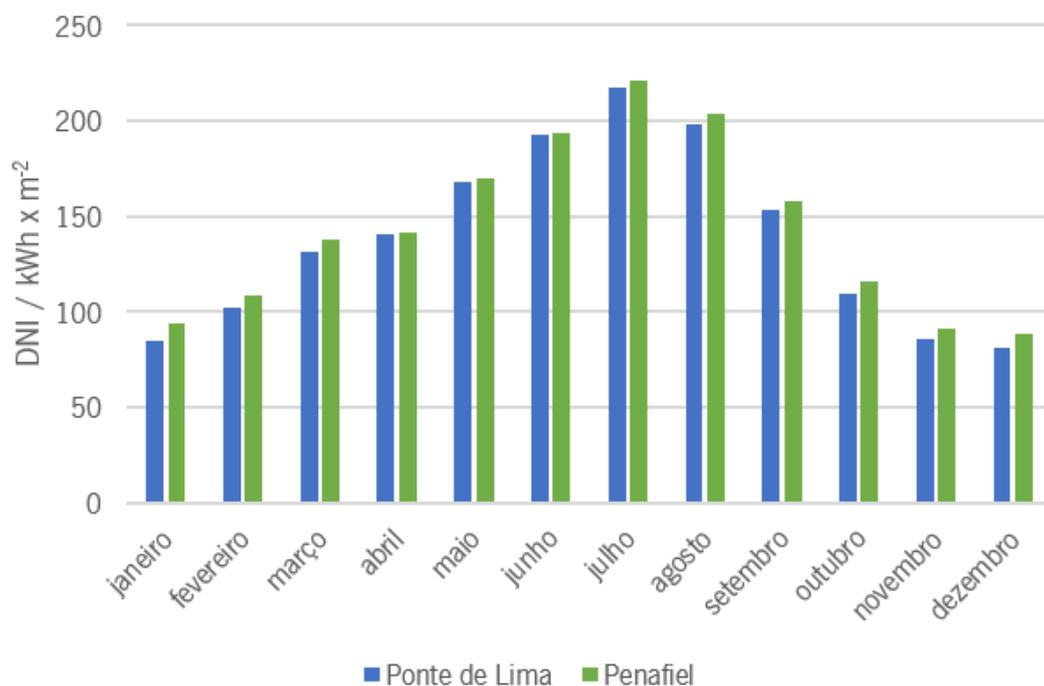


Figura 31. Valores médios mensais de irradiação normal direta em Calvelo, Ponte de Lima e Santa Marta, Penafiel. Fonte: [77, 78].

Nas Figura 32 e Figura 33 encontra-se distribuída a variação diária da DNI, consoante as horas do dia e os meses do ano, para as zonas de Calvelo e Santa Marta, bem como o somatório da DNI por mês. Devido à localização dos ateliers, são zonas muito semelhantes em termos de irradiação normal direta, pelo que é de esperar que os resultados obtidos não sejam muito díspares. Entre os meses de maio a agosto é de esperar que a produção fotovoltaica seja superior devido aos dias serem maiores (mais radiação disponível), para além de que os valores de irradiação são superiores nestes meses [77, 78].

Irradiação normal direta [Wh / m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5					31	50	37					
5 - 6				97	240	297	282	165	42			
6 - 7		1	157	305	351	391	399	363	298	146	15	
7 - 8	100	230	349	389	412	454	468	448	412	316	222	103
8 - 9	298	385	411	432	447	494	524	511	466	372	340	305
9 - 10	367	438	453	448	470	522	561	565	513	415	388	370
10 - 11	401	475	485	466	481	547	604	613	544	460	414	400
11 - 12	396	481	491	458	488	567	632	630	551	428	394	398
12 - 13	379	446	457	449	485	579	646	636	543	404	364	378
13 - 14	354	419	436	439	494	584	658	632	525	376	341	351
14 - 15	326	401	410	423	472	561	638	604	495	350	305	300
15 - 16	125	327	366	381	432	513	587	542	432	255	61	58
16 - 17		57	245	316	362	436	503	448	283			
17 - 18				89	239	336	389	221	24			
18 - 19						60	67					
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	2747	3660	4260	4690	5405	6391	6996	6378	5128	3521	2843	2663

Figura 32. Distribuição da irradiação normal direta diária em Calvelo, Ponte de Lima. Fonte: [77].

Irradiação normal direta [Wh / m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5					33	77	39					
5 - 6				105	245	294	273	169	45			
6 - 7			169	316	351	390	389	364	309	159		
7 - 8	96	246	362	398	417	462	469	457	424	333	242	97
8 - 9	325	400	423	440	459	505	539	533	490	388	355	328
9 - 10	391	457	472	466	491	538	595	599	542	443	411	393
10 - 11	426	495	502	475	508	565	636	644	570	495	432	423
11 - 12	441	506	511	477	508	570	657	661	567	457	409	422
12 - 13	420	472	475	448	490	573	655	653	550	420	383	401
13 - 14	386	447	442	420	477	567	654	638	533	392	356	376
14 - 15	356	421	426	400	451	549	633	604	495	364	322	325
15 - 16	188	347	382	369	415	504	592	551	436	264	124	81
16 - 17		79	257	309	359	435	515	454	272	27		
17 - 18			21	105	246	338	394	233	24			
18 - 19					29	78	92	9				
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	3028	3871	4442	4728	5479	6445	7132	6570	5257	3742	3034	2846

Figura 33. Distribuição da irradiação normal direta diária em Santa Marta, Penafiel. Fonte: [78].

Em suma, consoante os dados apresentados anteriormente, é previsível que a produção de energia solar seja maior durante os meses de junho, julho e agosto entre as 9h e as 17h. Estes dados oferecem uma boa pré-avaliação do potencial da energia solar nas zonas consideradas e revelam valores que apoiam o avanço dos projetos. Deste modo, optar por implementar os projetos de sistemas solares fotovoltaicos revela-se promissor e vantajoso.

4.3 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO

De forma a estudar a viabilidade de implementar turbinas eólicas para produção de energia eólica, foi realizado um estudo do potencial eólica da área de Calvelo, Ponte de Lima e Santa Marta, Penafiel. Primeiramente, foi feito um estudo acerca do comportamento do vento na zona selecionada e, de seguida, a análise baseada nos dados da aplicação *Global Wind Atlas*, que é uma aplicação paralela à utilizada na caracterização do potencial solar. Esta aplicação foi desenvolvida, tal como a anterior, para apoiar o aumento de escala das fontes de energia renováveis na matriz energética global. Direcionar uma turbina ao vento de maneira correta é um fator essencial para o processo de geração de energia (as pás rodam com maior velocidade, logo a produção de energia será maior), mas também para a vida útil da mesma. Um mau posicionamento causa esforços mecânicos indesejados nas estruturas, podendo levar a problemas graves [79].

O perfil da velocidade do vento varia de acordo com o espaço (características do local em estudo) e com o tempo (altura do dia, mês do ano, etc.). O primeiro passo para analisar o potencial eólico nas regiões pretendidas é selecionar a localização dos ateliers no mapa disponibilizado na aplicação *Global Wind Atlas* (Figura 34) [79].

Pela análise prévia da Figura 34, podemos concluir que a velocidade média do vento nos distritos de Viana do Castelo e Porto varia entre 4 m/s e 8 m/s, sendo que o distrito de Viana do Castelo é caracterizado por zonas com ventos mais fortes. Importante referir que o atelier de Ponte de Lima se encontra a uma altitude de aproximadamente 260 metros e o atelier de Penafiel a uma altitude de 350 metros [79, 80].

Antes de apresentar os valores obtidos através da aplicação *Global Wind Atlas*, é necessário fazer uma análise do comportamento do vento na zona em estudo. Os dados presentes nas Figura 35, Figura 36 e Figura 37 são baseados em simulações de 30 anos de modelos climáticos e são referentes aos ventos à superfície [81, 82].

Na Figura 35 encontra-se representada a frequência da velocidade do vento ao longo do ano no atelier de Ponte de Lima e Penafiel. Verifica-se que a ocorrência de ventos fortes e ventos muito fracos é pouco frequente, sendo predominantes os ventos moderados. Nas zonas em estudo ocorrem maioritariamente ventos superiores a 3,4 m/s, sendo que a frequência desta velocidade por ano é de aproximadamente 46 % em Ponte de Lima e 48 % em Penafiel [81, 82].

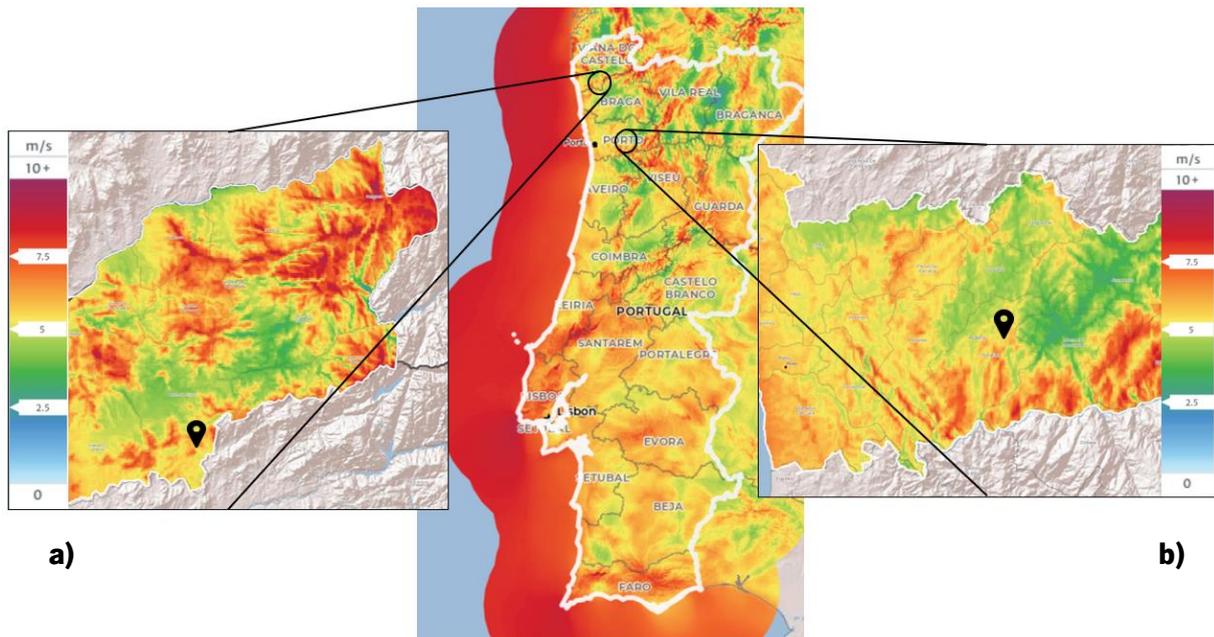


Figura 34. Velocidade média do vento a 100 m de altitude, com foco nos distritos de Viana do Castelo (a) e Porto (b) e localização dos dois ateliers no mapa. Adaptado de: [79].

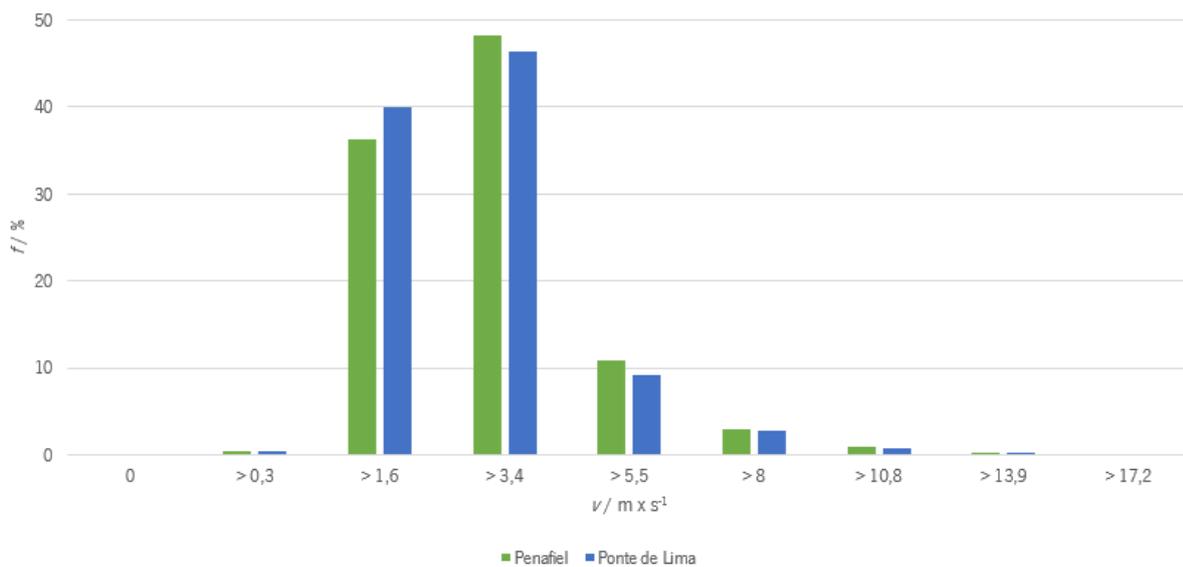


Figura 35. Frequência (f) das velocidades do vento (v) ao longo do ano, nas regiões de Calvelo e Santa Marta. Adaptado de: [81], [82].

Na Figura 36 encontra-se representada a variação ao longo do mês da velocidade do vento. Por exemplo, a estimativa diz que em Ponde de Lima (Figura 36 (a)), no mês de junho aproximadamente 19 dias são caracterizados por ventos com velocidades no intervalo $[3,4; 5,5]$ m/s, 10 dias com velocidades entre $[1,6; 3,4]$ m/s e 1 dia com velocidades entre $[5,5; 8]$ m/s. Tratando-se de zonas relativamente próximas e com altitudes semelhantes, é de esperar que o comportamento do vento não seja muito dispar nos dois locais. Entre os meses de junho a setembro, os ventos apresentam velocidades médias

menores quando comparado com os meses restantes para ambos os ateliers, o que indica que a produção eólica será inferior neste período. Velocidades médias do vento mais elevadas destacam-se entre dezembro a abril, pelo que a produção de energia será superior neste intervalo [81, 82].

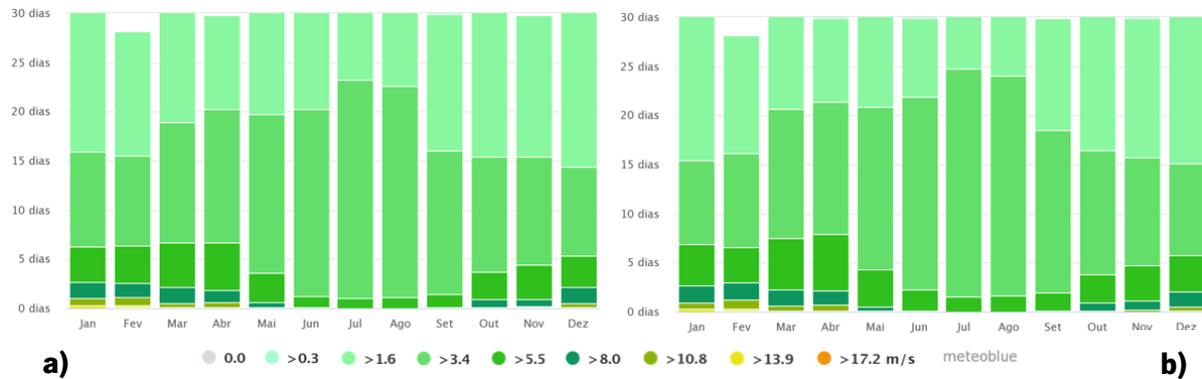


Figura 36. Distribuição das velocidades do vento ao longo dos dias do ano em Calvelo (a) e Santa Marta (b). Adaptado de: [81, 82].

Na Figura 37 encontra-se a representação do perfil dos ventos, onde mostra a tendência da direção do vento. Pela análise da Figura 37 (a), concluímos que em Calvelo o vento sopra predominantemente de Este-Nordeste, sendo caracterizado por velocidades médias superiores a 1,6 m/s. Os ventos mais fortes provêm de Oeste onde, em algumas alturas do ano, a velocidade pode atingir velocidades superiores a 5,5 m/s. No caso de Santa Marta (Figura 37 (b)), o vento provêm maioritariamente de Este-Nordeste com velocidades superiores a 3,4 m/s. De Oeste são evidentes ventos mais fortes, podendo atingir velocidades superiores a 8 m/s. Existem ventos de outras direções, contudo a frequência destes não é tão significativa [81, 82].

O funcionamento da aplicação *Global Wind Atlas* é muito semelhante ao funcionamento do *Global Solar Atlas*, sendo que primeiramente é necessário identificar o local de estudo no mapa. Após localizar o atelier no mapa, foi possível obter os resultados apresentados na

Tabela 8. Os dados foram calculados para uma área de 9 km² com centro no atelier de Ponte de Lima e no atelier de Penafiel, uma vez que é a área mínima de funcionamento da aplicação. Os dados obtidos são dados correspondentes a 10 % das áreas mais ventosas dessa região e abrangem os seguintes parâmetros: densidade de potência média, velocidade do vento média e altura [79].

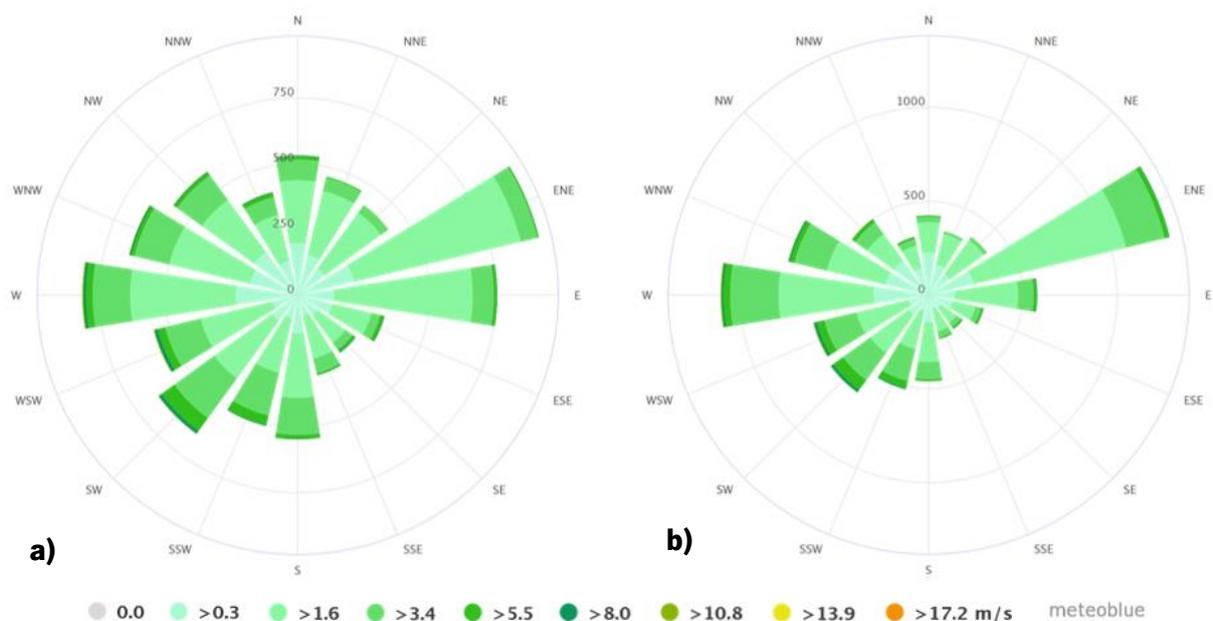


Figura 37. Rosa da velocidade dos ventos na zona de Calvelo (a) e Santa Marta (b). Adaptado de: [81, 82].

Tabela 8. Dados eólicos referentes à região de Calvelo e Santa Marta, para 10 % das áreas mais ventosas. Adaptado de: [79]

Local	Altura	Velocidade média do vento	Densidade de potência média
PONTE DE LIMA	10 m	4,05 m/s	124 W/m ²
	50 m	5,87 m/s	286 W/m ²
	100 m	6,73 m/s	354 W/m ²
PENAFIEL	10 m	3,72 m/s	108 W/m ²
	50 m	4,96 m/s	202 W/m ²
	100 m	5,71 m/s	249 W/m ²

Através dos dados apresentados, é possível verificar que quanto maior a altura a que a turbina se encontrar, maior a velocidade do vento e, conseqüentemente, mais potência será produzida. Através da aplicação também é possível extrair o gráfico presente na Figura 38, onde se encontra representada a variação da velocidade do vento ao longo do dia a uma altura de 100 metros para as zonas em questão [79].

Pela análise da Figura 38, é possível verificar que o vento atinge maior velocidade ao fim da tarde/durante a noite em Calvelo e durante a tarde/durante a noite em Santa Marta.

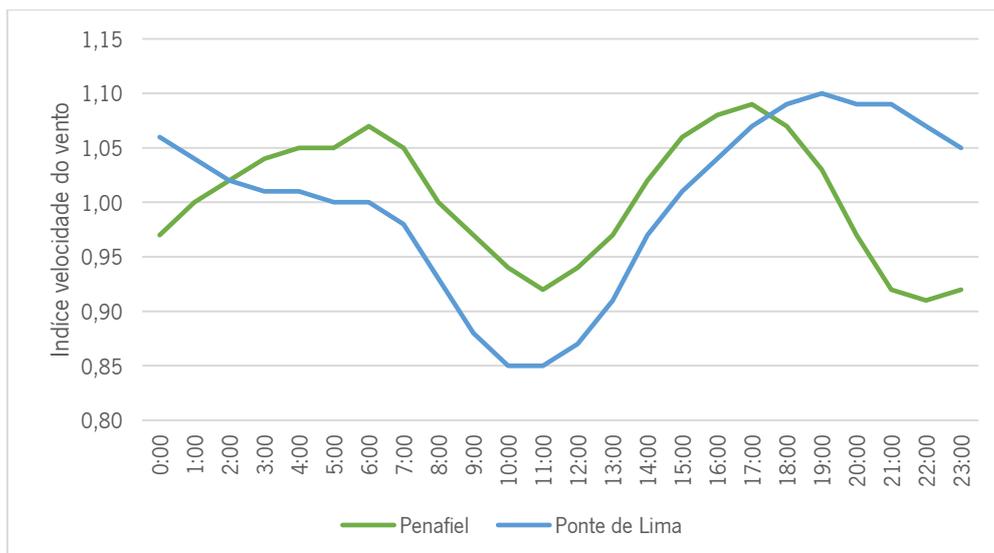


Figura 38. Variação diária da velocidade do vento em Calvelo e Santa Marta, a uma altitude de 100 metros. Adaptado de: [79].

4.4 CONSUMO ENERGÉTICO DOS ATELIERS

Os seguintes dados apresentados são propriedade intelectual da empresa, não podendo ser copiados nem reproduzidos, nem usados para fins comerciais.

Ambos os ateliers possuem a mesma tipologia de contrato, com uma potência contratada de 372 kVA, um contrato de média tensão, com ciclo tetra-horário e ciclo horário semanal. Num ciclo horário semanal, os períodos horários são diferentes para os dias úteis, para o sábado e para o domingo, sendo que os feriados são considerados períodos tarifários idênticos ao domingo. Este ciclo difere em dois períodos, o período de Verão e o período de Inverno. O ciclo tetra-horário significa que a tarifa é cobrada consoante quatro períodos horários (horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio) [83, 84].

Relativamente ao consumo energético dos ateliers, ambos apresentam valores significativos de consumo de energia, pelo que primeiramente é feita uma análise aos consumos energéticos nos dois locais. Devido à invulgaridade do ano 2020, os dados referentes ao atelier de Ponte de Lima, correspondem à média de três anos (2018, 2019 e 2020). Quanto aos dados de Penafiel, usou-se como referência os dados de 2020, uma vez que o atelier iniciou produção em fevereiro de 2020, logo só existem dados referentes a esse ano. Para caracterizar o consumo energético dos ateliers recorreu-se às faturas de eletricidade e aos diagramas de carga.

Na Figura 39 apresenta-se a variação anual do consumo de energia elétrica, expressa em kWh, de ambos os ateliers e na Tabela 9 encontra-se uma média dos gastos diários, expressos em kWh/dia.

Importante referir que o primeiro mês (janeiro) de Penafiel corresponde, na verdade, ao último mês de trabalho no armazém de Lousada que cessou produção aquando da abertura do atelier de Penafiel. O armazém de Lousada é um edificio muito menor, com menores gastos energéticos, daí a subida acentuada entre janeiro e fevereiro. Desde o início do ano a abril, é notório um gasto em eletricidade inferior que nos restantes meses do ano, facto que pode ser justificado pelo impacto dos dados de 2020 devido ao período de isolamento a que Portugal foi submetido no início desse ano. Os meses de agosto e dezembro apresentam um consumo de eletricidade inferior uma vez que se trata de meses de férias, onde o atelier labora apenas durante o turno de manhã. De resto, os valores de consumo de energia são aproximadamente constantes. Em julho, é evidente um pico de consumo, devido ao regresso ao trabalho e devido aos processos de climatização, uma vez que julho em 2020 foi o mês mais quente dos últimos 90 anos [85]. Ainda, podemos comprovar que o atelier de Penafiel é um atelier em crescimento, pelo que é de esperar que os consumos continuem a crescer até que a produção estabilize.

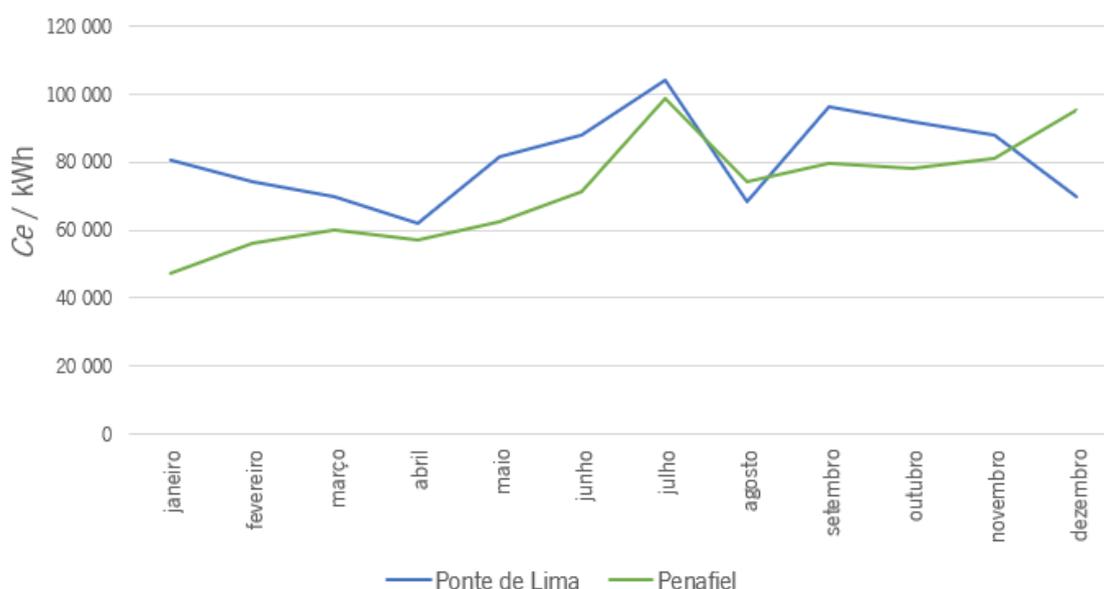


Figura 39. Consumo de eletricidade (C_e) anual dos ateliers de Ponte de Lima e Penafiel.

O atelier de Ponte de Lima apresenta um consumo anual (média entre os anos de 2018, 2019 e 2020) de 974801 kWh e o atelier de Penafiel (referente ao ano de 2020 apenas) um consumo anual de 859939 kWh, o que representa 210 tep e 185 tep, respetivamente. A tep (tonelada equivalente de petróleo) é a unidade de energia primária consagrada mundialmente. A estes consumos está associado um gasto monetário anual de aproximadamente 115000 € para Ponte de Lima e 105000 € para Penafiel.

Com recurso aos diagramas de carga (diagrama que representa a variação do consumo de energia elétrica em períodos de 15 minutos ao longo do mês), foi possível avaliar a variação diária do consumo

de eletricidade. Os valores apresentados na Figura 40 permitem avaliar os consumos de energia dos dois ateliers em questão. Tanto o atelier de Ponte de Lima como o atelier de Penafiel encontram-se a laborar das 5:30 horas até as 22:00 horas, pelo que é de esperar que os consumos sejam superiores neste intervalo, como se comprova pela Figura 40. O decréscimo das 13:30 horas até às 14:00 horas está associado à troca de turno, sendo que nesta meia hora não existe produção. Também é possível confirmar que durante os períodos de atividade, o atelier de Ponte de Lima consome mais energia que o atelier de Penafiel, razão que pode ser justificada pela quantidade de produção e pelo tipo de equipamentos presentes em cada atelier.

Tabela 9. Média dos gastos diários por mês de ambos os ateliers.

Mês	Ponte de Lima		Penafiel	
janeiro	3068	kWh/dia	1521	kWh/dia
fevereiro	2911		1998	
março	1679		1939	
abril	1425		1902	
maio	2340		2016	
junho	2785		2369	
julho	3810		3176	
agosto	2641		2390	
setembro	3421		2646	
outubro	2986		2524	
novembro	3124		2696	
dezembro	2380		3067	

Ambos os ateliers apresentam como fonte a energia elétrica da rede, que é empregue nos usos finais identificados na Figura 41. A Figura 41 tem por base o relatório de uma auditoria energética realizada em 2017 ao atelier de Ponte de Lima, com base nos dados de 2014, 2015 e 2016. O sector produtivo representa a maior parte do consumo energético do edifício, com cerca de 33,3 % do consumo global, enquanto os restantes 66,7 % são empregues em serviços auxiliares, como por exemplo iluminação e climatização.

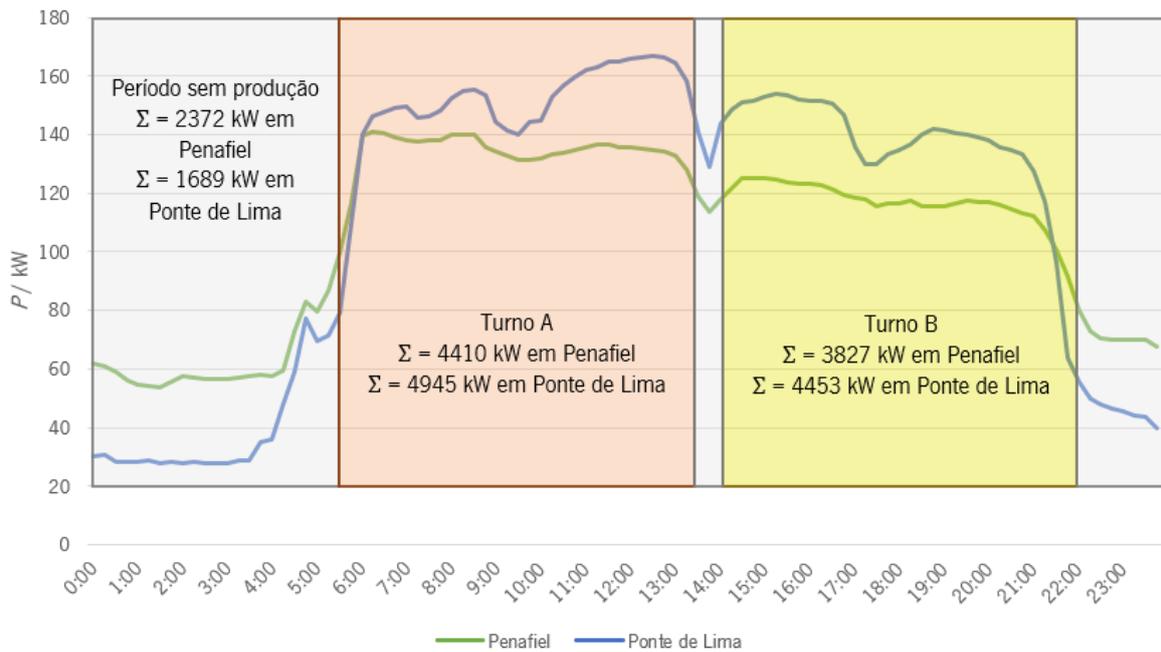


Figura 40. Variação diária da potência (P), extraída dos diagramas de carga, para ambos os ateliers.

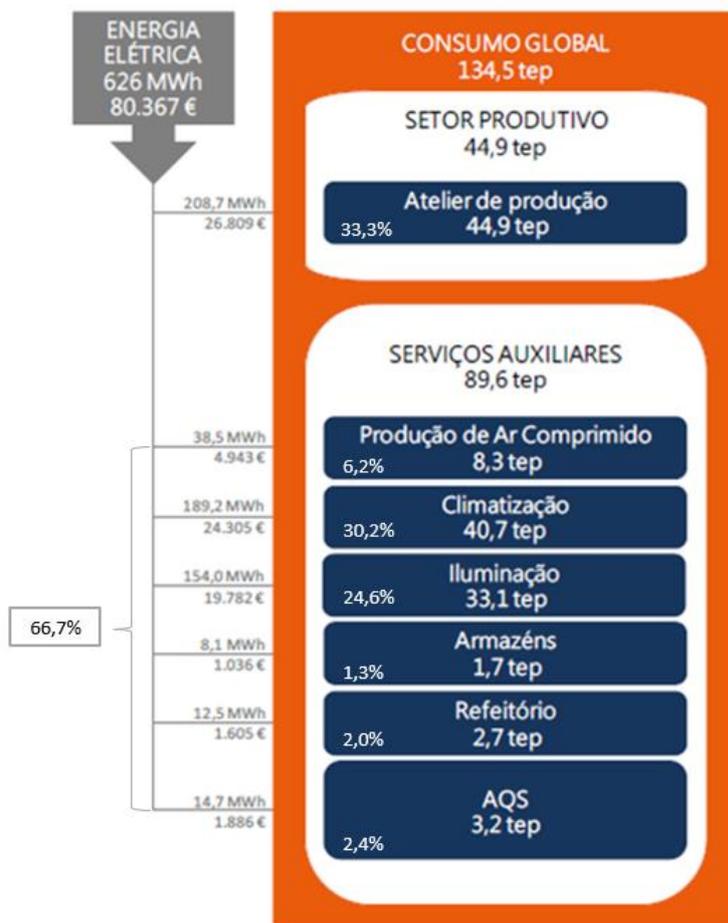


Figura 41. Balanço de energia tendo por base uma auditoria energética realizada em 2017.

De forma calcular a potência necessária a instalar, verificou-se qual a potência consumida durante as horas em que se estima que haja produção fotovoltaica. Considerou-se que as horas interessantes de produção de energia são entre as 7:00 horas e as 18:00 horas. Com base nos diagramas de carga de cada atelier e o horário definido anteriormente, e tendo em conta que a energia excedente pode ser vendida à rede, foi possível encontrar um valor a instalar em cada sistema. Para Ponte de Lima, definiu-se uma potência a instalar de 360 kW pico e para Penafiel uma potência de 321,3 kW pico. Estes valores foram encontrados e verificados com base no *software SmartDesign*, da *Huawei*, onde foram colocadas as informações acerca de cada projeto como consumo anual de cada edifício, radiação incidente, módulo fotovoltaico e as respetivas características, entre outros dados importantes.

Comparando as informações recolhidas neste subcapítulo com as informações retiradas da caracterização do recurso solar, podemos concluir que o pico de produção de energia fotovoltaica no mês de julho coincide com o pico de consumo nos ateliers, pelo que é de esperar que a necessidade de recorrer à RESP neste período seja menor. O mês de agosto está associado a grande produção fotovoltaica, contudo o consumo dos ateliers é mais reduzido, pelo que se prevê que a injeção de energia na rede seja superior neste mês. Uma vez que os dados do consumo de eletricidade do atelier de Penafiel (Figura 39) são referentes apenas a um ano, as conclusões apresentadas de seguida podem sofrer alterações, visto que os dados dos próximos anos podem ser diferentes, ou não, dos dados de 2020. Realçando ainda que o ano de 2020 foi um ano atípico devido à pandemia e que o mês de julho de 2020 foi considerado o mês mais quente dos últimos anos. Para além disso, o atelier de Penafiel é um atelier em crescimento, ao qual está associado um aumento do número de colaboradores nos próximos tempos. Este facto implica um aumento do consumo de eletricidade do atelier.

Comparando a informação deste subcapítulo com a caracterização do recurso eólico conclui-se que, como os consumos diários dos ateliers ocorrem durante o período de menor incidência de ventos fortes (visto que ambos se encontram a laborar em período diurno), a energia eólica não é a melhor opção para implementar de forma unitária. Isto quer dizer que, para o projeto de energia eólica ser rentável, o ideal seria implementar juntamente um sistema de armazenamento. As turbinas produzem energia durante a noite, que seria armazenada para poder ser consumida posteriormente. Caso contrário, no período de maior necessidade de energia, a produção poderia não ser suficiente.

4.4.1 INDICADORES DE CONTROLO ENERGÉTICO

A utilização de indicadores de controlo energético (ou indicadores de eficiência energética) são uma boa prática a implementar numa empresa, pois permitem estimular práticas de gestão de energia, de modo a trazer vantagens como redução do consumo energético.

De forma a facilitar a avaliação do consumo energético, a quantidade de energia consumida num período específico deve ser avaliada com um contexto, isto é, não deve ser avaliado o valor bruto da energia, mas sim compará-lo com um indicador específico nesse período de tempo. Os indicadores utilizados podem ser as horas de produção, a quantidade produzida, a quantidade de colaboradores presentes, o número de horas de abertura, o número de horas trabalhadas, um processo produtivo específico, um equipamento específico, um produto específico, entre outros. Desta forma, é analisada a relação entre o consumo energético e um indicador relevante para o processo produtivo ou para a empresa.

A gestão do consumo de energia pode ter duas abordagens: uma abordagem mais pontual e uma abordagem mais sistematizada. Na abordagem pontual inclui-se a realização de auditorias energéticas, realizada por entidades externas. Na abordagem sistematizada, o processo de gestão é contínuo e realizado pela empresa, permitindo fazer uma análise de forma estruturada e contínua no tempo, podendo surgir desta análise ações de melhoria.

No caso específico destes ateliers, propõe-se os seguintes indicadores:

- kWh / número de colaboradores;
- kWh / número de peças produzidas;
- Energia solar consumida / consumo total.

O ideal é avaliar o consumo de energia pela quantidade de peças produzidas ou então pelas horas de produção interna. Assim sendo, é possível analisar se o consumo aumentou devido a uma mudança na quantidade de peças produzidas ou não. Os indicadores permitirão ter uma caracterização mais detalhada do desempenho energético da instalação. Estes indicadores foram calculados, no entanto devido ao sigilo empresarial, os dados de produção não serão apresentados.

5 PROJETO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO – LOCALIZAÇÃO E DIMENSIONAMENTO

Segundo as práticas e tecnologias já implementadas noutras empresas do grupo, optar por sistemas de energia solar é mais provável que sistemas de energia eólica. Para além disso, o período de atividade da empresa ocorre no intervalo diurno, logo os momentos de maior consumo coincidem com os momentos de produção de energia solar. Caso se optasse pela energia eólica, seria necessário um investimento adicional em sistemas de armazenamento. Por estas razões, o primeiro passo para atingir o objetivo proposto pelo grupo empresarial de forma a tornar os ateliers 100 % independentes em termos energéticos, consiste na implementação de duas unidades de produção para autoconsumo (UPAC). Tanto o atelier de Ponte de Lima como o atelier de Penafiel possuem uma orientação solar muito favorável, com boa exposição solar durante as horas de maior produção de energia e de maior consumo energético nos edifícios, pelo que avançar com este projeto trará vantagens para os ateliers, para o grupo empresarial e para o ambiente.

Antes de fazer o dimensionamento do sistema, foi necessário realizar um estudo do possível local para a implantação da instalação. As características estudadas foram: área disponível para a instalação dos painéis; tipo de cobertura e resistência estrutural do edifício; orientação, inclinação e material do local para colocação dos painéis; dados climáticos e estudo da radiação solar; posicionamento solar (ângulo azimutal e altura); envolvente do projeto, isto é, possíveis causas de sombreamento. Mesmo com as características solares identificadas no capítulo 4.2, a escolha do local para implantar os painéis fotovoltaicos bem como a forma como é colocado pode determinar o desempenho dos mesmos.

5.1 PROPOSTA DE LOCALIZAÇÃO DA UPAC NO ATELIER DE PONTE DE LIMA

Foi realizado um estudo acerca do melhor local para implantar os painéis solares no terreno do atelier de Ponte de Lima, que se encontra delimitado na Figura 42 tendo sido identificados dois locais preferenciais.

O local 1 corresponde à cobertura do edifício. Como referido anteriormente, o edifício do atelier de Ponte de Lima foi remodelado e recuperado após a falência de uma antiga empresa. Atualmente, a cobertura é composta por uma membrana sintética de PVC (policloreto de vinil) obtida por extrusão ou impregnação, reforçada com uma malha de poliéster. Estes dados foram retirados das plantas do edifício. Este composto contém pigmentos que conferem à membrana uma coloração branca e um alto nível de

reflexão solar. Ainda, a membrana apresenta uma elevada resistência a agentes atmosféricos e aos raios UV em toda a espessura.



Figura 42. Terreno correspondente ao atelier de Ponte de Lima.

O local 2 corresponde a um talude orientado para sudeste, com algum declive. Selecionou-se este talude como opção visto ser uma zona rochosa que não teria utilidade futura e devido à inclinação e orientação do local. A principal desvantagem deste local é a presença de sobreiros, uma espécie protegida em Portugal. Com um bom dimensionamento do projeto, é possível contornar este problema.

Após analisar os prós e contras de cada local, optou-se por realizar o estudo direcionado para o talude. A razão desta escolha foi porque, visto que se trata de um edifício antigo, seriam necessárias obras na cobertura para suportar os painéis solares. Para além disso, o acesso à cobertura é difícil. Outra razão é a que se referiu anteriormente, acerca da utilidade do talude e devido aos ideais da empresa. Como referenciado, o talude possui orientação para sudeste, ideal para instalar os painéis fotovoltaicos e não é afetado por sombreamento durante as horas de produção fotovoltaica, a não ser pela presença dos sobreiros.

No Anexo I apresenta-se a matriz de avaliação dos aspetos e impactos ambientais do projeto de implantação fotovoltaica que se propõe para os ateliers. Os impactos significativos que se destacaram englobam a perda de espécies da fauna e flora durante a fase de construção e na área de implantação das UPAC, a contaminação do solo, dos recursos hídricos e da atmosfera associada a situações de emergência e a impactos derivados da circulação de veículos, como poluição atmosférica, entre outros.

De forma a minimizar estes impactos, devem ser estudadas e tomadas medidas de mitigação desde a fase de planeamento do projeto, tais como [86]:

- Escolha criteriosa da área de implantação da central fotovoltaica, de preferência caracterizada por um relevo quase plano e com boa exposição solar;
- Utilização de suportes que acompanhem a morfologia do terreno;
- Assegurar boas práticas ambientais na gestão da fase de construção e instalação do projeto;
- Durante o planeamento, analisar a presença de espécies e habitats, de modo a não interferir com estes (locais que revelem valor de conservação não devem ser escolhidos);
- Adotar um plano de recuperação paisagística, de modo a minimizar o impacto na paisagem e a restabelecer os solos (para que estes não estejam muito tempo sujeitos aos agentes erosivos);
- Adotar medidas preventivas de modo que o impacto paisagístico seja o mais reduzido possível, por exemplo, evitar a perturbação de áreas desnecessárias durante a instalação da central;
- Optar por painéis que utilizem materiais não refletores, de forma a possibilitar uma melhor integração paisagística e redução do impacto visual;
- Evitar emitir partículas e poeiras, para que estas não se depositem na superfície dos painéis;
- O trabalho de desmatamento deve ser restrito a zonas realmente necessárias para a execução dos trabalhos;
- Implementar uma correta gestão de resíduos, de modo a prevenir poluição do solo e dos recursos hídricos.

5.2 PROPOSTA DE LOCALIZAÇÃO DA UPAC NO ATELIER DE PENAFIEL

Foi utilizada a mesma metodologia que no atelier de Ponte de Lima para o atelier de Penafiel. Na Figura 43 encontra-se delimitado o terreno do atelier de Penafiel, bem como os locais selecionados para a avaliação.

Tal como em Ponte de Lima, o local 1 corresponde à cobertura do edifício. A cobertura é constituída por painéis CLT (*cross laminated timber*) que são painéis maciços pré-fabricados ideais para construções em madeira que conferem grande estabilidade e resistência. Para além disso, possui uma tela PVC impermeável com isolamento.

O local 2 corresponde ao parque de estacionamento. O objetivo seria construir uma estrutura de sombreamento sobre o parque (*carport*) de modo a aproveitar a parte superior para instalar painéis solares. O ideal seria instalar o sistema o mais próximo possível do quadro geral de baixa tensão (QGBT),

para que as perdas por transporte sejam menores e a instalação da cablagem seja mais simples e com menos prejuízos.



Figura 43. Terreno correspondente ao atelier de Penafiel.

Após a análise das vantagens e desvantagens de cada local, optou-se por realizar o estudo relativo à cobertura no parque de estacionamento. As principais razões da seleção deste local são os ideais da empresa e o facto de gerar sombreamento aos veículos dos colaboradores, melhorando as condições à disposição dos operadores. Os custos associados à instalação dos painéis no parque de estacionamento serão superiores devido à necessidade de construir o suporte.

No Anexo I também é feita uma análise dos aspetos e impactos socioambientais associado à implementação deste projeto, sendo que as conclusões são semelhantes às referidas anteriormente. Tendo em conta que os painéis no atelier de Penafiel serão instalados na cobertura do parque de estacionamento, os impactos socioambientais negativos não são tão significativos quando comparados com os evidenciados para o projeto do atelier de Ponte de Lima.

5.3 DIMENSIONAMENTO DOS PROJETOS DE INSTALAÇÃO DE UPAC

Ambos os projetos para instalação de UPAC têm as seguintes características: sistemas conectados à rede, sem armazenamento e inversor de corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC). O horário laboral é de segunda a sexta-feira das 5:30 horas às 22:00 horas, sendo que aos feriados e fins de semana, exceto exceções de necessidade de produção, os ateliers encontram-se encerrados. Quaisquer

excessos de energia produzida serão injetados na rede. Para além disso, ambos os locais encontram-se no hemisfério Norte e o recurso solar é idêntico. O dimensionamento do sistema foi realizado tendo em conta a ordem descrita na Figura 27. Primeiramente caracterizou-se o recurso solar em ambos os locais de forma a perceber se o projeto poderia ser atrativo ou não. De seguida, tendo em conta o terreno disponível em cada atelier, selecionou-se o destinado à implantação dos projetos. Posteriormente, de forma a perceber qual a potência necessária para cada instalação, foi feita uma análise aos consumos energéticos de ambos os edifícios. Os próximos passos foram escolher os módulos fotovoltaicos e os inversores para cada instalação e apresentar a configuração do sistema.

5.3.1 ESCOLHA DOS EQUIPAMENTOS

As informações utilizadas para a escolha dos equipamentos utilizados no dimensionamento do sistema fotovoltaico são fornecidas pelos fabricantes dos equipamentos. Neste caso, como o estudo é direcionado para um sistema *on-grid*, é necessário escolher os módulos fotovoltaicos e o inversor e definir que tipo de estrutura será adotada em cada projeto.

5.3.1.1 SELEÇÃO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

A escolha do módulo é um ponto muito importante no dimensionamento de um sistema fotovoltaico, pois é um dos fatores com mais peso no êxito da instalação. A energia produzida pelo sistema, a eficiência do mesmo e o retorno do investimento são parâmetros que são afetados por esta escolha. O objetivo é encontrar um módulo que ofereça a melhor relação qualidade/preço para o projeto em questão. Um bom sistema fotovoltaico deve garantir que os módulos sejam capazes de produzir energia após 20 anos. Para tal selecionaram-se 4 tipos de módulos fotovoltaicos (Tabela 10) disponíveis no mercado para fazer o estudo de viabilidade do projeto. Importante referir que a unidade W pico corresponde à potência de pico, ou potência máxima, calculada em condições STC.

Foram selecionados apenas módulos monocristalinos pois são os que apresentam melhores valores de eficiência. Para além disso, selecionaram-se duas marcas das que possuem mais poder no mercado, a *JA Solar* e a *Hanwha Q Cells*. Das duas marcas escolheram-se dois modelos distintos com valores de potência diferentes e calculou-se a quantidade de módulos que seria necessário tendo em conta a potência total do sistema. Comparou-se o investimento que seria feito para cada um dos quatro módulos selecionados tendo em conta a quantidade de módulos necessária (Tabela 12). Devido à dificuldade encontrada em obter orçamentos, foi feita uma pesquisa de preços disponíveis no mercado

para os diferentes módulos e foi calculada a média (Equação 14) e o desvio padrão (Equação 15) tendo em conta esses preços.

$$\bar{x} = \frac{\sum x_i}{n} \quad (\text{Equação 14})$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}} \quad (\text{Equação 15})$$

Onde:

- \bar{x} – valor médio;
- x_i – valor analisado;
- n – número de dados do conjunto;
- S – desvio padrão.

Tabela 10. Comparação dos parâmetros para diferentes módulos fotovoltaicos. Fonte: fichas técnicas dos produtos

Módulos	Módulo 1	Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4
Marca	<i>Hanwha Q Cells</i>	<i>Hanwha Q Cells</i>	<i>JA Solar</i>	<i>JA Solar</i>
Modelo	Q. PEAK DUO ML-G9	Q. PEAK DUO XL-G9.3	JAM60S20	JAM72S20
Tipo de célula	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina
Número de células	132 (6×22)	156 (6×26)	120 (6×20)	144 (6×24)
Potência unitária	380 W pico	450 W pico	380 W pico	450 W pico
Tolerância de potência	+5 W	+5 W	+5 W	+5 W
Eficiência	20,1 %	20,2 %	20,4 %	20,2 %
Temperatura de funcionamento	- 40 °C / + 85 °C			
Dimensões *₁	1840 mm × 1030 mm × 32 mm	2163 mm × 1030 mm × 35 mm	1769 mm × 1052 mm × 35 mm	2120 mm × 1052 mm × 40 mm
Peso	19,5 kg	25,5 kg	20,5 kg	25,0 kg

*₁ incluindo estrutura; Dimensões = comprimento × largura × espessura

Para os dois projetos, calculou-se a quantidade de módulos necessários, tendo em conta o módulo em análise. A quantidade de módulos foi calculada com recurso à (Equação 6) e os valores foram arredondados por excesso à unidade, pois a produção de energia excedente é vendida à rede, logo se os

módulos produzirem mais do que o que se consome, a energia não é perdida. Obteve-se os resultados presentes na Tabela 11.

Tabela 11. Cálculo da quantidade de módulos necessários tendo em conta o projeto e o tipo de módulo em estudo

Atelier de Penafiel ($P_{\text{total}} = 321,3 \text{ kW pico} = 3,213 \times 10^5 \text{ W pico}$)	
Módulo 1 (<i>Hanwha Q Cells</i>) $P_{\text{módulo 1}} = 380 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 1}}} = \frac{3,213 \times 10^5}{380} = 846 \text{ módulos do tipo 1}$
Módulo 2 (<i>Hanwha Q Cells</i>) $P_{\text{módulo 2}} = 450 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 2}}} = \frac{3,213 \times 10^5}{450} = 714 \text{ módulos do tipo 2}$
Módulo 3 (<i>JA Solar</i>) $P_{\text{módulo 3}} = 380 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 3}}} = \frac{3,213 \times 10^5}{380} = 846 \text{ módulos do tipo 3}$
Módulo 4 (<i>JA Solar</i>) $P_{\text{módulo 4}} = 450 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 4}}} = \frac{3,213 \times 10^5}{450} = 714 \text{ módulos do tipo 4}$
Atelier de Ponte de Lima ($P_{\text{total}} = 360 \text{ kW pico} = 3,6 \times 10^5 \text{ W pico}$)	
Módulo 1 (<i>Hanwha Q Cells</i>) $P_{\text{módulo 1}} = 380 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 1}}} = \frac{3,6 \times 10^5}{380} = 948 \text{ módulos do tipo 1}$
Módulo 2 (<i>Hanwha Q Cells</i>) $P_{\text{módulo 2}} = 450 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 2}}} = \frac{3,6 \times 10^5}{450} = 800 \text{ módulos do tipo 2}$
Módulo 3 (<i>JA Solar</i>) $P_{\text{módulo 3}} = 380 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 3}}} = \frac{3,6 \times 10^5}{380} = 948 \text{ módulos do tipo 3}$
Módulo 4 (<i>JA Solar</i>) $P_{\text{módulo 4}} = 450 \text{ W}$	$N = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo 4}}} = \frac{3,6 \times 10^5}{450} = 800 \text{ módulos do tipo 4}$

Após analisar e comparar as opções selecionadas e descritas nas Tabela 10 e Tabela 12, optou-se pelo módulo da *JA Solar*, modelo JAM72S20, com uma potência unitária de 450 W pico. Trata-se de uma tecnologia monocristalina, umas das tecnologias com melhores valores de eficiência do mercado e com um bom relacionamento qualidade/preço. Estes painéis fotovoltaicos são de elevada rentabilidade e concedem um alto rendimento à instalação. Optou-se pelo módulo com valor de potência unitária superior de forma a reduzir a área da instalação, uma vez que se obtém a potência desejada com um menor número de painéis. O facto de necessitar de menos painéis para o sistema também permite poupar nas estruturas. Apesar do módulo fotovoltaico da *Hanwha Q Cells* (modelo Q. PEAK DUO XL-G9.3) possuir o mesmo valor de potência unitária que o escolhido, optou-se pelo módulo da *JA Solar* porque esta empresa é líder mundial de células monocristalinas de alta eficiência. Para além disso, a *JA Solar* é um fabricante TIER 1, o que leva a acreditar na qualidade e confiabilidade dos módulos. Este

termo serve para destacar no mercado os fabricantes com boa reputação e que honram os compromissos comerciais e financeiros. De referir que o termo TIER 1 não é um método de avaliação da qualidade dos módulos, pois esta é avaliada através de testes.

Tabela 12. Comparação dos diferentes módulos tendo em conta a quantidade de módulos necessária e o investimento para cada projeto

Projeto	Módulo	Potência unitária (W pico)	Quantidade de módulos	Preço unitário (€/módulo)	Investimento módulos (€)
Penafiel (potência do sistema de 321,3 kW pico)	Módulo 1	380	846	174 ± 20	147204
	Módulo 2	450	714	230 ± 24	164220
	Módulo 3	380	846	95 ± 14	80370
	Módulo 4	450	714	222 ± 29	158508
Ponte de Lima (potência do sistema de 360 kW pico)	Módulo 1	380	948	174 ± 20	164952
	Módulo 2	450	800	230 ± 24	184000
	Módulo 3	380	948	95 ± 14	90060
	Módulo 4	450	800	222 ± 29	177600

As principais características do módulo selecionado encontram-se descritas na Tabela 13 e a ficha técnica do módulo no Anexo III – Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico.

Tabela 13. Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico selecionado. Fonte: Ficha técnica do produto

Características do módulo		Unidade	Valores
Potência Nominal	P_N	W pico	450
Tolerância de Potência	ΔP	%	+5
Tensão de Circuito Aberto	U_{CA}	V	49,70
Tensão Nominal	U_{MPP}	V	41,52
Corrente de Curto-Circuito	I_{CC}	A	11,36
Corrente Nominal	I_{MPP}	A	10,84
Tensão máxima admissível	$U_{m\acute{a}x}$	V	1000
Eficiência	η	%	20,2

Uma vez que os consumos energéticos e o recurso solar são idênticos em ambos os ateliers, os módulos são os mesmos para os dois projetos. Assim sendo, para o projeto do atelier de Penafiel serão necessários 714 módulos e para o atelier de Ponte de Lima 800 módulos.

5.3.1.2 SELEÇÃO DO INVERSOR

Depois de conhecida a potência total do sistema, é necessário selecionar os inversores a instalar. Com auxílio ao programa *SmartDesign* da *Huawei*, foi feito o dimensionamento dos inversores. Para confirmar os valores obtidos neste dimensionamento, usou-se as fórmulas identificadas no capítulo 3.3 – Método de Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico.

Selecionaram-se dois inversores da marca *Huawei* para incorporar no projeto, um com uma potência mais elevada que o outro. Esta empresa possui serviço de apoio técnico em Portugal o que, em caso de avaria, permite que os equipamentos sejam substituídos num curto período, minimizando as perdas de produção. Na Tabela 14 estão identificados os principais parâmetros técnicos dos inversores e no Anexo IV – Fichas Técnicas dos Inversores encontram-se as fichas técnicas de ambos. Também foi realizado um levantamento dos preços disponíveis no mercado para os dois inversores e calculada a média e o desvio padrão dos preços em análise (Tabela 16).

Tabela 14. Parâmetros técnicos dos inversores. Fonte: fichas técnicas dos produtos

Características dos inversores	Inversor 1	Inversor 2
Marca	<i>Huawei</i>	<i>Huawei</i>
Modelo	SUN2000-60KTL-M0	SUN2000-100KTL-M1
Eficiência máxima	98,9 %	98,8 %
Dimensões *²	1075 mm × 555 mm × 300 mm	1035 mm × 700 mm × 365 mm
Peso	74 kg	90 kg
Potência nominal (CA)	60 kW	100 kW
Tensão máxima de entrada	1100 V	1100 V
Faixa tensão operacional MPPT	200 V a 1000 V	200 V a 1000 V
Corrente máxima de entrada por MPPT	30 A	26 A
Corrente máxima de saída	79,4 A a 100 A	133,7 A a 168,8 A
Número máxima de entradas por inversor (strings)	12	2
Número de MPPT's	6	10

*² Dimensões = comprimento × largura × espessura

Selecionaram-se os inversores acima referidos, pois apresentam uma boa relação qualidade/preço e porque são inversores especialmente indicados para instalações de média potência em regime de

autoconsumo devido aos seus vários pontos MPPT independentes. Estes pontos MPPT permitem maximizar a produção da instalação, alcançando eficiências superiores a 98%, nestes casos. Outra razão que levou à escolha destes inversores foi o facto de cumprirem com os padrões de qualidade exigidos para este tipo de instalações (em termos de segurança elétrica e compatibilidade eletromagnética) de acordo com as normas aplicadas. Para realizar manutenção ou na eventual necessidade de interrupção física do sistema, estes inversores possuem um desconector DC de proteção e corte DC. Se detetarem falhas, estes inversores desligam automaticamente, quer estejam em operação ou apenas em *standby*.

Optou-se por utilizar um inversor por cada conjunto de módulos, de modo a melhorar a eficiência do sistema. Foram escolhidos conjuntos de módulos com condições ambientais semelhantes para cada inversor, no que se refere à orientação e sombreamento. O projeto de Penafiel não é afetado por diferenças na orientação e sombreamento dos módulos, no entanto, essa condição é verificada no projeto de Ponte de Lima devido à localização selecionada, por causa da geografia do local e presença dos sobreiros.

Com base nos dados obtidos pelo programa *SmartDesign* o projeto de Ponte de Lima necessita de 3 grupos de módulos fotovoltaicos, cada um com 1 inversor do modelo SUN2000-100KTL-M1. Ao inversor do primeiro grupo estão ligados 267 módulos, o que corresponde a uma potência pico no grupo 1 de 120,15 kW pico; ao inversor do segundo grupo encontram-se ligados 268 módulos, correspondendo a uma potência pico no grupo 2 de 120,6 kW pico; ao inversor do terceiro grupo ficam ligados 265 módulos, correspondendo a uma potência pico no grupo 3 de 119,25 kW pico. Somando as três potências pico de cada grupo, obtemos a potência total do sistema de Ponte de Lima de 360 kW pico.

Para o projeto de Penafiel também são necessários 3 grupos de módulos fotovoltaicos, cada um com 1 inversor. O inversor SUN2000-100KTL-M1 é dimensionado para o grupo 1 e para o grupo 2, enquanto que para o grupo 3 é utilizado o inversor SUN2000-60KTL-M0. No grupo 1 são conectados 277 módulos fotovoltaicos ao inversor 100KTL, correspondendo a uma potência pico de 124,65 kW pico; no grupo 2 são conectados 278 módulos ao inversor 100KTL, obtendo uma potência pico de 125,1 kW pico; ao grupo 3 são conectados 159 módulos ao inversor 60KTL, correspondendo a uma potência pico de 71,55 kW pico. Somando as potências pico de cada grupo, obtemos a potência pico instalada de 321,3 kW pico.

Relativamente às configurações técnicas do inversor e com base nas fórmulas apresentadas no capítulo 3.3, foi possível identificar as características para cada modelo de inversor (Tabela 15). Para o modelo SUN2000-100KTL-M1, verificou-se que por cada MPPT do inversor é possível ligar 2 *strings* no

máximo, cada uma com no mínimo 5 módulos e no máximo 20 módulos. Para o modelo SUN2000-60KTL-M0 é possível ligar no máximo 2 *strings*, cada uma com no mínimo 5 módulos e no máximo 20 módulos, a cada MPPT. Pelas Tabela 17 e Tabela 18, que correspondem a dados extraídos do relatório gerado pelo programa, podemos verificar que as condições calculadas na Tabela 15 são cumpridas.

Tabela 15. Cálculos para a configuração do sistema tendo em conta o inversor utilizado

Inversor SUN2000-100KTL-M1	
Número máximo de módulos conectados em série	$n_{\text{máx série}} = \frac{U_{\text{máx inv}}}{U_{\text{CA (-10 °C)}}} = \frac{1000}{49,7} = 20 \text{ módulos}$
Número mínimo de módulos conectados em série	$n_{\text{min série}} = \frac{U_{\text{min inv}}}{U_{\text{MPP (70 °C)}}} = \frac{200}{41,52} = 5 \text{ módulos}$
Número máximo de <i>strings</i> em paralelo	$n_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{máx inv}}}{I_{\text{máx painel}}} = \frac{26}{11,36} = 2 \text{ strings}$
Inversor SUN2000-60KTL-M0	
Número máximo de módulos conectados em série	$n_{\text{máx série}} = \frac{U_{\text{máx inv}}}{U_{\text{CA (-10 °C)}}} = \frac{1000}{49,7} = 20 \text{ módulos}$
Número mínimo de módulos conectados em série	$n_{\text{min série}} = \frac{U_{\text{min inv}}}{U_{\text{MPP (70 °C)}}} = \frac{200}{41,52} = 5 \text{ módulos}$
Número máximo de <i>strings</i> em paralelo	$n_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{máx inv}}}{I_{\text{máx painel}}} = \frac{30}{11,36} = 2 \text{ strings}$

Tabela 16. Cálculo do investimento dos inversores para cada projeto

Inversores		Quantidade de inversores	Preço unitário (€/inversor)	Investimento inversores (€)
Ponte de Lima	SUN2000-100KTL-M1	3	6255 ± 173	18765
Penafiel	SUN2000-100KTL-M1	2	6255 ± 173	12510
	SUN2000-60KTL-M0	1	4141 ± 110	4141

Tabela 17. Dimensionamento dos inversores para o projeto de Ponte de Lima, com base no relatório gerado pelo programa *SmartDesign*

Ponte de Lima	Grupo 1	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	MPPT F	MPPT G	MPPT H	Total	
	Número de PV <i>strings</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	1	* 267
	Módulos PV por <i>string</i>	18	18	18	18	18	18	17	17	17	módulos
	Potência de pico por <i>string</i> (kW pico)	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	15,3	7,65	7,65	120,15
	Grupo 2	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	MPPT F	MPPT G	MPPT H	Total	
	Número de PV <i>strings</i>	2	2	2	2	2	2	1	2	2	* 268
	Módulos PV por <i>string</i>	18	18	18	18	18	18	18	17	17	módulos
	Potência de pico por <i>string</i> (kW pico)	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	8,1	15,3	15,3	120,6
	Grupo 3	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	MPPT F	MPPT G	MPPT H	Total	
	Número de PV <i>strings</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	1	* 265
	Módulos PV por <i>string</i>	18	18	18	18	18	17	17	17	17	módulos
	Potência de pico por <i>string</i> (kW pico)	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	15,3	15,3	7,65	7,65	119,25

* número de módulos por *string* × número de *strings* por MPPT = número de módulos por grupo

Tabela 18. Dimensionamento dos inversores para o projeto de Penafiel, com base no relatório gerado pelo programa *SmartDesign*

Penafiel	Grupo 1	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	MPPT F	MPPT G	MPPT H	MPPT I	Total
	Número de PV <i>strings</i>	2	2	2	2	2	2	2	1	1	* 277
	Módulos PV por <i>string</i>	18	18	17	17	17	17	17	18	17	módulos
	Potência de pico por <i>string</i> (kW pico)	16,2	16,2	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	8,1	7,65	124,65
	Grupo 2	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	MPPT F	MPPT G	MPPT H	-	Total
	Número de PV <i>strings</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	-	* 278
	Módulos PV por <i>string</i>	18	18	18	17	17	17	17	17	-	módulos
	Potência de pico por <i>string</i> (kW pico)	16,2	16,2	16,2	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	-	125,1
	Grupo 3	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	-	-	-	-	Total
	Número de PV <i>strings</i>	2	2	2	2	1	-	-	-	-	* 159
Módulos PV por <i>string</i>	18	18	18	17	17	-	-	-	-	módulos	
Potência de pico por <i>string</i> (kW pico)	16,2	16,2	16,2	15,3	7,65	-	-	-	-	71,55	

* número de módulos por *string* × número de *strings* por MPPT = número de módulos por grupo

É necessário avaliar a compatibilidade destes inversores com o sistema fotovoltaico, sendo que para serem compatíveis devem respeitar a condição referida na (Equação 7). Uma vez que cada inversor está conectado a um grupo de módulos, o cálculo foi realizado com base na potência pico de cada grupo e na potência individual do inversor utilizado. Deste modo, avaliando primeiramente o projeto do atelier de Ponte de Lima e sabendo que os 3 inversores são do mesmo modelo com uma potência de 100 kW pico, obtém-se o seguinte:

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{IND} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}}$$

$$\text{Grupo 1} \quad \Leftrightarrow 0,7 \times \frac{120,15 \text{ kW}}{1} < 100 \text{ kW pico} < 1,2 \times \frac{120,15 \text{ kW}}{1}$$

$$\Leftrightarrow 84,1 < 100 \text{ kW pico} < 144,2$$

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{IND} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}}$$

$$\text{Grupo 2} \quad \Leftrightarrow 0,7 \times \frac{120,6 \text{ kW}}{1} < 100 \text{ kW pico} < 1,2 \times \frac{120,6 \text{ kW}}{1}$$

$$\Leftrightarrow 84,4 < 100 \text{ kW pico} < 144,7$$

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{IND} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}}$$

$$\text{Grupo 3} \quad \Leftrightarrow 0,7 \times \frac{119,25 \text{ kW}}{1} < 100 \text{ kW pico} < 1,2 \times \frac{119,25 \text{ kW}}{1}$$

$$\Leftrightarrow 83,5 < 100 \text{ kW pico} < 143,1$$

Usando o mesmo método para avaliar o projeto de Penafiel e lembrando que para o grupo 1 e 2 utilizam-se os inversores SUN2000-100KTL-M1 com uma potência de 100 kW pico e para o grupo 3 o inversor SUN2000-60KTL-M0 com uma potência de 60 kW pico, obteve-se o seguinte:

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{IND} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}}$$

$$\text{Grupo 1} \quad \Leftrightarrow 0,7 \times \frac{124,65 \text{ kW}}{1} < 100 \text{ kW pico} < 1,2 \times \frac{124,65 \text{ kW}}{1}$$

$$\Leftrightarrow 87,3 < 100 \text{ kW pico} < 149,6$$

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{IND} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}}$$

Grupo 2 $\Leftrightarrow 0,7 \times \frac{125,1 \text{ kW}}{1} < 100 \text{ kW pico} < 1,2 \times \frac{125,1 \text{ kW}}{1}$

$$\Leftrightarrow 87,6 < 100 \text{ kW pico} < 150,1$$

$$0,7 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}} < P_{IND} < 1,2 \times \frac{P_{PV}}{N_{inv}}$$

Grupo 3 $\Leftrightarrow 0,7 \times \frac{71,55 \text{ kW}}{1} < 60 \text{ kW pico} < 1,2 \times \frac{71,55 \text{ kW}}{1}$

$$\Leftrightarrow 50,1 < 60 \text{ kW pico} < 85,9$$

Com os resultados anteriores, podemos concluir que os inversores são compatíveis com os grupos em que atuam. Esta compatibilidade permite alcançar uma maior eficiência global do sistema.

Também foi calculado o fator de dimensionamento (FDI) (Equação 8) para cada grupo tendo em conta a potência individual do inversor. Os resultados obtidos para Ponte de Lima foram os seguintes:

Grupo 1 $FDI = \frac{P_{inv}}{P_{grupo}} = \frac{100 \text{ kW}}{120,15 \text{ kW}} = 0,832$

Grupo 2 $FDI = \frac{P_{inv}}{P_{grupo}} = \frac{100 \text{ kW}}{120,6 \text{ kW}} = 0,829$

Grupo 3 $FDI = \frac{P_{inv}}{P_{grupo}} = \frac{100 \text{ kW}}{119,25 \text{ kW}} = 0,839$

Para Penafiel foram obtidos os seguintes resultados:

Grupo 1 $FDI = \frac{P_{inv}}{P_{grupo}} = \frac{100 \text{ kW}}{124,65 \text{ kW}} = 0,802$

Grupo 2 $FDI = \frac{P_{inv}}{P_{grupo}} = \frac{100 \text{ kW}}{125,1 \text{ kW}} = 0,799$

$$\text{Grupo 3} \quad \text{FDI} = \frac{P_{\text{inv}}}{P_{\text{grupo}}} = \frac{60 \text{ kW}}{71,55 \text{ kW}} = 0,839$$

Com estes resultados, podemos concluir que os inversores se encontram dentro da gama recomendada, tanto para o projeto de Ponte de Lima como para o projeto de Penafiel.

Após analisar todos os resultados e comparar a compatibilidade dos inversores com os módulos fotovoltaicos e com a distribuição destes (número de módulos em série e por *string*), podemos concluir que o sistema é compatível e que a configuração selecionada é possível.

5.3.1.3 SELEÇÃO DA ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

Após identificar os locais para a implantação dos projetos, é necessário decidir que estruturas de fixação serão utilizadas. Ambos os projetos estão localizados em locais com alguma frequência de vento forte e precipitação, pelo que as estruturas devem possuir como requisito resistência ao vento e à corrosão. Optou-se por estruturas fixas compostas por alumínio, onde os módulos são fixados. De forma a conferir maior resistência, cada módulo é interligado aos módulos ao seu redor.

A estrutura do projeto de Ponte de Lima é colocada no solo, o que apresenta vantagens como fácil manutenção, estrutura robusta, contudo é mais propícia a acumular poeiras e ao contacto com animais. De modo a identificar a inclinação necessária para os módulos fotovoltaicos, utilizou-se a (Equação 4). Sabendo que o atelier de Ponte de Lima se encontra a uma latitude de $41,69^\circ$, então o ângulo ótimo para os painéis é de $32,47^\circ$.

$$\alpha_{op} = 3,7 + 0,69 \times \varphi_{\text{Ponte de Lima}} = 3,7 + 0,69 \times 41,69 = 32,47^\circ$$

Uma vez que o terreno destinado ao projeto de Ponte de Lima possui um declive de aproximadamente 16° (valor calculado pelas plantas do edifício) então, subtraindo a inclinação ótima dos painéis pelo declive do local, obtemos a inclinação a que devemos colocar os painéis. Assim sendo, as estruturas de suporte dos painéis no terreno devem possuir uma inclinação de aproximadamente $16,5$ graus de forma a maximizar a produção de energia.

Por fim, é necessário calcular a distância entre os painéis fotovoltaicos, de modo a que não exista sombreamento causado pelos painéis uns sobre os outros. Para tal, foi utilizada a (Equação 5), sendo necessários os dados do comprimento do painel ($2120 \text{ mm} = 2,12 \text{ m}$), da inclinação adotada e do menor ângulo de altitude solar que em Portugal é de aproximadamente 28° , sendo este o valor adotado para o cálculo. Pelo resultado, conclui-se que a distância entre as *strings* dos painéis deve ser no mínimo de $3,2 \text{ m}$ de forma a não criar sombreamento.

$$d = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) = 2,12 \times \left(\cos 16,5 + \frac{\sin 16,5}{\tan 28} \right) = 3,2 \text{ m}$$

O projeto de Penafiel foi dimensionado para uma estrutura *carport*. É uma estrutura de fácil instalação e é mais segura pois não existe contacto com pessoas, contudo a manutenção é mais complicada. A inclinação ótima dos painéis foi calculada pelo mesmo método utilizado para o projeto de Ponte de Lima. Tendo em conta que o atelier de Penafiel se encontra a uma latitude de 41,21°, obteve-se uma inclinação ótima para os painéis de 32,13°.

$$\alpha_{op} = 3,7 + 0,69 \times \varphi_{\text{Penafiel}} = 3,7 + 0,69 \times 41,21 = 32,13^\circ$$

As estruturas de suporte dos painéis em *carport* possuem 8 graus de inclinação. Por esta razão, os painéis deverão possuir uma estrutura que lhes permita ter uma inclinação de aproximadamente 24° para que a produção de energia seja maximizada.

Por fim, foi calculada a distância entre os painéis para que não ocorra o efeito de sombreamento. Utilizou-se a (Equação 5) com os mesmos dados usados para o projeto de Ponte de Lima, com exceção do ângulo de inclinação que neste caso é de 24°. Pelo resultado, conclui-se que a distância entre as *strings* dos painéis deve ser no mínimo de 3,6 m de forma a não criar sombreamento.

$$d = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) = 2,12 \times \left(\cos 24 + \frac{\sin 24}{\tan 28} \right) = 3,6 \text{ m}$$

5.3.1.4 CONFIGURAÇÃO DAS UPAC

Neste subcapítulo é apresentada a configuração dos sistemas fotovoltaicos dos dois projetos com base nos dados calculados anteriormente, em primeiro para o projeto de Ponte de Lima e de seguida para o projeto de Penafiel.

O projeto de Ponte de Lima foi dimensionado para 800 módulos fotovoltaicos distribuídos em 3 grupos, cada um com um inversor (Figura 44). O primeiro grupo tem 267 módulos, o segundo grupo 268 módulos e o terceiro grupo 265 módulos. Identificou-se a inclinação ideal dos módulos tendo em conta o declive do local, obtendo um valor de 16,6° de inclinação e a orientação dos módulos é voltada para Sul. As *strings* dos módulos devem ter 3,2 m de distância entre si. Para o projeto de Ponte de Lima foram considerados os possíveis sombreamentos causados pelo edifício e pela presença dos sobreiros que se encontram no local do projeto. Constatou-se que a presença do edifício não causa sombreamento sobre os módulos. O efeito de sombreamento causado pelos sobreiros (círculos verdes) encontra-se ilustrado na Figura 45, sendo que os módulos foram dimensionados para que a probabilidade de ocorrer sombreamento seja mínima. De modo a reduzir a necessidade de cabos, o ideal seria construir um anexo

perto da UPAC onde seriam colocados os 3 inversores. Assim, os inversores estarão armazenados e não estarão expostos a radiação direta e a condições atmosféricas.



Figura 44. Previsão do *layout* para implementação do projeto em Ponte de Lima.

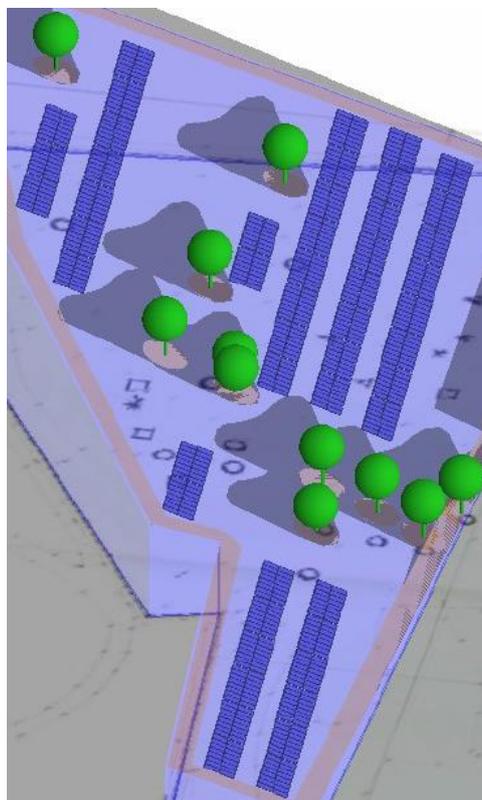


Figura 45. Previsão do efeito de sombreamento causado pelos sobreiros.

O projeto de Penafiel foi dimensionado com 714 módulos fotovoltaicos distribuídos em 3 grupos, cada um com um inversor (Figura 46). O primeiro grupo tem 277 módulos, o segundo grupo 278 módulos e o terceiro grupo 159 módulos com um inversor com menor potência. A inclinação dos painéis deve ser de aproximadamente 24° já tendo em conta a inclinação da estrutura *carport*. As *strings* devem estar afastadas 3,6 m para que não ocorra sombreamento. O ideal seria construir um anexo entre os painéis e o QGBT para colocar os inversores, de modo a reduzir a quantidade de cablagem e perdas por transporte.

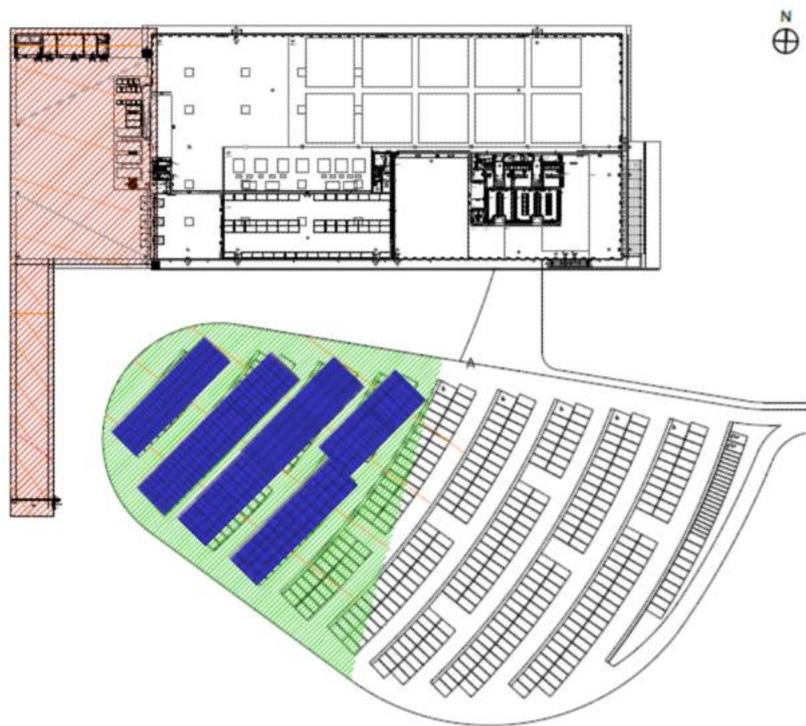


Figura 46. Previsão do *layout* para implementação do projeto em Penafiel.

Os dados encontrados anteriormente foram partilhados e ajustados com uma empresa de construção de instalações fotovoltaicas, de modo a obter uma estimativa de produção e remuneração mais ajustada à realidade. Os valores do relatório emitido pela empresa relativos à produção anual e remuneração são discutidos no capítulo seguinte.

6 PROJETO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO – ANÁLISE ECONÓMICA

Antes de investir num projeto, é essencial fazer um estudo do comportamento económico do mesmo, de modo a verificar se o investimento e a realização são viáveis ou não. Neste capítulo são calculados e analisados os indicadores económicos mais utilizados numa avaliação económica: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) e *Payback*. Para além destes indicadores, também é estimado o investimento inicial, o preço de venda de energia à rede e a poupança energética [87].

O **Valor Atual Líquido (VAL)** (Equação 16) permite avaliar a viabilidade de um projeto de investimento, calculando o valor atual de todos os fluxos de caixa (CF) anuais gerados pelo projeto durante a sua vida útil. É utilizado como referência a sua vida útil, porque teoricamente deve garantir-se que o investimento é assegurado pelo desempenho do projeto durante esse período. Basicamente, o VAL faz uma comparação entre o valor do investimento com o valor do benefício oriundo do projeto (receitas). Se $VAL > 0$, o projeto é atrativo e apresenta uma rendibilidade positiva, pelo que se deve investir, pois será gerado retorno suficiente para cobrir o investimento inicial; se $VAL = 0$, o projeto é viável, mas tem riscos, sendo necessário realizar uma análise de sensibilidade para ser tomada a decisão; se $VAL < 0$, o projeto não é viável, pois representa uma perda de valor para a empresa, ou seja, o projeto não gera proveitos mínimos que sejam capazes de remunerar o valor investido [87].

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (\text{Equação 16})$$

Onde:

- VAL – valor atual líquido (€);
- t – período de tempo (ano);
- n – número total de períodos da vida útil do projeto (ano);
- i – taxa mínima de atratividade (é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento) (%);
- CF_t – fluxos de caixa gerados pelo projeto no período t (€).

A **Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)** (Equação 17) é a taxa necessária para igualar o valor de um investimento com os seus respetivos retornos futuros gerados em cada período. Basicamente, é a taxa de juros mais alta com a qual o investidor pode contrair um empréstimo sem perder dinheiro. Este

valor depende dos fluxos de caixa do projeto e corresponde à taxa de rendibilidade que torna o VAL nulo [87].

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} \quad \text{(Equação 17)}$$

Onde:

- TIR – taxa interna de rendibilidade (%);
- t – período de tempo (ano);
- n – número total de períodos da vida útil do projeto (ano);
- CF_t – fluxos de caixa gerados pelo projeto no período t (€).

Para o projeto ser considerado atrativo, a TIR deve ser superior à taxa mínima de atratividade (i), o que mostra que o investimento é viável e tem uma rendibilidade positiva. Se a TIR for inferior à taxa mínima de atratividade, o investimento não é rendível [87].

O **Payback**, ou Período de Retorno do Investimento (PRI), corresponde ao tempo necessário até o projeto gerar fluxos de caixa suficientes para recuperar o valor investido. Também é definido como o período que é necessário decorrer para que o VAL atinja o valor nulo. Se o *payback* for superior ao período de vida útil do projeto, o investimento não é bem empregue e o projeto deve ser rejeitado [87].

Os lucros obtidos pelo projeto provêm da redução nas faturas de eletricidade (pois existe uma redução no consumo de energia proveniente da rede pública) e da venda da energia excedente. No caso de haver energia que não é utilizada no edifício, esta energia excedente pode ser vendida à rede de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014, que diz que “sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta unidade não seja superior a 1 MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.” De acordo com o artigo 24.º do mesmo Decreto-Lei, a remuneração da energia proveniente de um produtor que se encontre abrangido pelo referido anteriormente, pode ser calculada pela (Equação 18) [57].

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad \text{(Equação 18)}$$

Onde:

- $R_{UPAC, m}$ – remuneração da eletricidade fornecida à rede no mês “ m ” (€);
- $E_{fornecida, m}$ – energia fornecida à rede no mês “ m ” (kWh);

- $OMIE_m$ – valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, relativos ao mês “m” (€/kWh).

Para avaliar o efeito das UPAC no panorama energético do edifício calcula-se o índice de autoconsumo e o índice de autossuficiência. O índice de autoconsumo corresponde ao rácio entre a energia consumida no edifício proveniente da geração fotovoltaica e a produção total de energia do sistema. O índice de autossuficiência corresponde ao rácio entre a energia consumida no edifício proveniente da geração fotovoltaica e a energia total consumida no edifício. O objetivo desta dissertação consiste em tornar um edifício autossuficiente (índice de autossuficiência igual a 100 %), ou seja, a energia consumida no edifício proveniente da geração fotovoltaica é igual à energia total consumida no edifício [88].

6.1 INVESTIMENTO INICIAL

Para analisar economicamente um projeto fotovoltaico, é necessário ter atenção os custos do investimento, pois estes têm grande impacto na análise dos custos associados à vida útil do sistema. Os custos gerados durante o funcionamento do projeto (custos de manutenção, de seguro, entre outros), quando comparados com o investimento inicial, são reduzidos.

Anteriormente, foram calculados os investimentos para os inversores e para os módulos fotovoltaicos. Estes dados são muito importantes para o cálculo do investimento inicial do projeto, pois são os que apresentam maior relevância. As Tabela 19 e Tabela 20 correspondem a um resumo dos valores encontrados anteriormente para os dois projetos, bem como a estimativa dos restantes custos associados.

Tabela 19. Custos iniciais dos equipamentos para o projeto de Ponte de Lima (potência instalação de 360 kW pico)

	Valor unitário	Valor total	Valor específico
	€/ equipamento	€	€/W pico
Módulos	222	177600	0,493
Inversores	6255	18765	0,052
Outros custos	-	50335 * ₃	0,140
Total	-	246700	0,685

Nota: aos valores apresentados acresce o valor de IVA à taxa legal.

Tabela 20. Custos iniciais dos equipamentos para o projeto de Penafiel (potência instalação de 321,3 kW pico)

	Valor unitário	Valor total	Valor específico
	€ / equipamento	€	€/W pico
Módulos	222	158508	0,493
Inversores	6255	12510	0,052
	4141	4141	
Outros custos	-	145656 ^{*3}	0,453
Total	-	320815	0,998

Nota: aos valores apresentados acresce o valor de IVA à taxa legal.

^{*3} Com o auxílio da empresa contactada, foi feita uma estimativa dos restantes custos (sem contar com o investimento dos módulos e dos inversores), onde se incluiu a estrutura, cablagem, mão-de-obra e os custos das taxas de registo e de certificação de acordo com a Portaria n.º 16/2020 de 23 de janeiro (taxa de registo da UPAC com potência entre 250 kW e 1000 kW com injeção na rede = 600 € e a taxa de certificação nos mesmo termos = 360 €).

Com estes resultados, estima-se que o valor do investimento inicial para o projeto de Ponte de Lima seja de 246700 € e para Penafiel de 329815 €. Deste investimento, os módulos apresentam o maior valor, correspondendo a cerca de 72 % do investimento total de Ponte de Lima e cerca de 59 % do total de Penafiel. Verifica-se que o investimento para o projeto de Penafiel é superior ao do projeto de Ponte de Lima, apesar da potência instalada em Ponte de Lima ser superior. A diferença advém da necessidade da estrutura de fixação, já que a estrutura de Penafiel é maior, mais complexa, logo mais cara, uma vez que é necessário construir a estrutura *carport*.

Comparando o custo pela potência instalada verifica-se que para Ponte de Lima o valor é de 0,685 €/W pico e para Penafiel é de 0,998 €/W pico. Mais uma vez, esta diferença de valores é devido ao investimento da estrutura *carport*, pois quando comparados os investimentos dos módulos e dos inversores pela potência instalada de cada UPAC, o valor é semelhante. Apesar desta diferença, o projeto de Penafiel é atrativo, pois acaba por melhorar as condições de trabalho dos colaboradores do atelier de Penafiel, ao gerar sombreamento aos veículos.

Para calcular a produção de energia de cada UPAC foi considerado o valor de degradação dos módulos. De acordo com a ficha técnica do produto, é possível verificar que a produtividade dos módulos fotovoltaicos decai anualmente, então estimou-se uma perda de eficiência anual de 0,55 %. A estimativa de produção anual do sistema é feita durante o período de vida útil dos módulos, que se considerou

como sendo no mínimo 25 anos de acordo com o fabricante. Esta taxa de degradação permite estimar as perdas de produção do sistema de ano para ano.

Consideraram-se 2 parâmetros financeiros para o estudo económico do projeto: a taxa de inflação e as tarifas de custo (

Tabela 22). A primeira é necessária para calcular o tempo de retorno do investimento e para avaliar como varia o valor do preço dos bens e serviços com o passar do tempo. A taxa de inflação considerada foi de 2 %, valor calculado pela média das últimas duas décadas. A tarifa de custo corresponde à média entre a tarifa de ponta e a tarifa de cheia (valores retirados das faturas de eletricidade de cada atelier), pois é durante este período que se produz energia pelo sistema. Para os dois projetos, foi calculada a tarifa de custo (Tabela 21).

Tabela 21. Cálculo da tarifa de custo para os dois projetos

Valor da tarifa (€/kWh)		Tarifa de Custo (€/kWh)	
Ponte de Lima	Horas de Ponta	0,11186	0,10271
	Horas de Cheia	0,09356	
Penafiel	Horas de Ponta	0,11839	0,11010
	Horas de Cheia	0,10180	

Tabela 22. Parâmetros financeiros utilizados para a análise

Parâmetro	Numerário	Unidades	
Tarifa de custo	Ponte de Lima	0,10271	€/kWh
	Penafiel	0,11010	€/kWh
Taxa de inflação	2,00	%	

6.2 ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÓMICA

O objetivo da análise económica consiste em estudar se o investimento resultará numa poupança económica ou não. Como ambos os projetos são de autoconsumo conectados à rede, a poupança consiste no valor de tarifa que se evitou devido à energia produzida pelo sistema. Para tal, é necessário calcular a quantidade de energia que o sistema é capaz de produzir, de modo a encontrar a diferença entre a energia produzida pelo sistema e a energia consumida no edifício. Para quantificar as reduções de consumo de energia disponibilizada pela rede pública, foi feita uma análise ao perfil de consumo da empresa e ao perfil gerador das UPAC em estudo.

Como despesas consideraram-se os gastos de manutenção e de seguro, que são iguais para ambos os projetos. O seguro acarreta gastos de 4 €/kW pico e a manutenção gastos anuais de 1500 € que englobam monitorização, operação e manutenção preventiva por parte de uma empresa externa. A manutenção no primeiro ano é gratuita, tendo em conta os ideais da empresa contactada. Neste serviço, a empresa contactada responsabiliza-se pela monitorização e alertas (UPAC monitorizada em tempo real pela empresa, verificando de forma contínua a capacidade de produção), visitas de inspeção, manutenção preventiva (a empresa elabora um plano de atividades de manutenção que é executado uma vez em cada ano de operação da UPAC), relatório anual de operação e manutenção e gestão das garantias dos equipamentos.

Os dados do projeto de Ponte de Lima e de Penafiel utilizados na análise de investimento encontram-se resumidos na Tabela 23.

Tabela 23. Resumos dos dados do projeto de Ponte de Lima e de Penafiel

Dados do projeto		Ponte de Lima	Penafiel
Potência instalada	kW pico	360	321,3
Necessidade energética	kWh	974801	859939
Produção 1º ano	kWh	526072	463351
Autoconsumo 1º ano	kWh	383395	356649
Produção específica 1º ano	kWh/kW pico	1461	1442
Investimento inicial	€	246700	320815
Tarifa	€/kWh	0,10271	0,11010
Seguro anual	€/kW pico	4	4
Manutenção anual	€/ano	1500	1500
Depreciação do módulo	%/ano	0,55	0,55
Inflação	%/ano	2	2

O valor da necessidade energética corresponde aos gastos atuais dos ateliers. Os valores da estimativa de produção e do autoconsumo no primeiro ano foram retirados do relatório emitido pela empresa contactada.

As estimativas de produção e custos foram calculadas tendo em conta o valor da taxa de inflação e a taxa de depreciação do produto. Para calcular a evolução da energia produzida pelo sistema ao longo

do tempo utilizou-se o cálculo a seguir representado. Como exemplo, encontra-se o cálculo da produção de energia do segundo ano do projeto de Ponte de Lima.

$$\begin{aligned}
 EP_n &= EP_{n-1} \times (1 - td) \\
 \Leftrightarrow EP_2 &= EP_1 \times (1 - td) \\
 \Leftrightarrow EP_2 &= 526072 \times (1 - 0,0055) = 523179 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

Onde:

- EP – energia produzida pelo sistema (kWh);
- n – ano em estudo (ano);
- td – taxa de depreciação (%/ano).

O cálculo do autoconsumo seguiu a mesma metodologia adotada anteriormente. Como exemplo, encontra-se o cálculo do autoconsumo no segundo ano do projeto de Ponte de Lima.

$$\begin{aligned}
 AC_n &= AC_{n-1} \times (1 - td) \\
 \Leftrightarrow AC_2 &= AC_1 \times (1 - td) \\
 \Leftrightarrow AC_2 &= 383395 \times (1 - 0,0055) = 381286 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

Onde:

- AC – energia produzida pelo sistema que é consumida no edifício (kWh);
- n – ano em estudo (ano);
- td – taxa de depreciação (%/ano).

A variação do valor da tarifa ao longo do ano foi calculada tendo em conta a taxa de inflação e o valor de tarifa calculado anteriormente para cada projeto (Tabela 21). Como exemplo, encontra-se o cálculo do valor da tarifa no segundo ano do projeto de Ponte de Lima.

$$\begin{aligned}
 TC_n &= TC_1 \times (1 + ti \times (n - 1)) \\
 \Leftrightarrow TC_2 &= TC_1 \times (1 + ti \times (n - 1)) \\
 \Leftrightarrow TC_2 &= 0,10271 \times (1 + 0,02 \times 1) = 0,10476 \text{ €/kWh}
 \end{aligned}$$

Onde:

- TC – valor da tarifa de custo (€/kWh);
- TC_1 – valor da tarifa de custo calculado anteriormente (Tabela 21) (€/kWh);
- n – ano em estudo (ano);
- ti – taxa de inflação (%/ano).

A poupança gerada refere-se ao valor que se poupou ao não utilizar energia proveniente da rede e é calculada através do produto entre a energia produzida pelo sistema que é consumida no edifício e a tarifa de custo. Como exemplo, encontra-se o cálculo do valor da poupança gerada no primeiro ano do projeto de Ponte de Lima.

$$\begin{aligned}
 PG_n &= AC_n \times TC_n \\
 \Leftrightarrow PG_1 &= AC_1 \times TC_1 \\
 \Leftrightarrow PG_1 &= 383395 \times 0,10271 = 39379 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Onde:

- PG – poupança gerada (€);
- AC – Energia produzida pelo sistema que é consumida no edifício (kWh);
- TC – valor da tarifa de custo (€/kWh);
- n – ano em estudo (ano).

Para calcular o valor proveniente da venda de energia à rede utilizou-se a (Equação 18). O cálculo foi realizado para o ano completo, pelo que se considerou um valor médio de OMIE de aproximadamente 39,5 €/MWh. Como exemplo, encontra-se o cálculo do valor da remuneração resultante do excedente no primeiro ano do projeto de Ponte de Lima.

$$\begin{aligned}
 R_n &= (EP_n - AC_n) \times OMIE \times 0,9 \\
 \Leftrightarrow R_1 &= (EP_1 - AC_1) \times 0,039468 \times 0,9 \\
 \Leftrightarrow R_1 &= (526072 - 383395) \times 0,039468 \times 0,9 = 5068 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Onde:

- R – remuneração da eletricidade fornecida à rede (€);
- EP – energia produzida pelo sistema (kWh);
- AC – energia produzida pelo sistema que é consumida no edifício (kWh);
- OMIE – operador do Mercado Ibérico de Energia (€/kWh).
- n – ano em estudo (ano).

Foi calculada a variação do valor do seguro ao longo do tempo tendo em conta a taxa de inflação. O seguro apresenta um custo de 4 €/kW pico. Como exemplo, encontra-se o cálculo do valor do seguro no segundo ano do projeto de Ponte de Lima. O valor do seguro no primeiro ano é calculado através do produto entre o custo do seguro (4 €/kW pico) e a potência instalada (no caso de Ponte de Lima a potência instalada foi de 360 kW pico).

$$S_n = S_{n-1} \times (1 + t)$$

$$\Leftrightarrow S_2 = S_1 \times (1 + ti)$$

$$\Leftrightarrow S_2 = (4 \times 360) \times (1 + 0,02) = 1469 \text{ €}$$

Onde:

- S – valor do seguro (€);
- n – ano em estudo (ano);
- ti – taxa de inflação (%/ano).

Foi calculada a variação do valor da manutenção ao longo do tempo tendo em conta a taxa de inflação. Relembrando que no primeiro ano a manutenção é gratuita e no segundo ano tem um valor de 1500 €. Como exemplo encontra-se o cálculo do valor de manutenção no terceiro ano do projeto de Ponte de Lima.

$$M_n = M_{n-1} \times (1 + ti)$$

$$\Leftrightarrow M_3 = M_2 \times (1 + ti)$$

$$\Leftrightarrow M_3 = 1500 \times (1 + 0,02) = 1530 \text{ €}$$

Onde:

- M – valor da manutenção (€);
- n – ano em estudo (ano);
- ti – taxa de inflação (%/ano).

Os fluxos de caixa anuais foram calculados através da diferença entre as receitas (poupança gerada e remuneração da energia injetada na rede) e as despesas (seguro e manutenção). Como exemplo encontra-se o cálculo do fluxo de caixa no primeiro ano do projeto de Ponte de Lima.

$$CF_n = (PG_n + R_n) - (M_n + S_n)$$

$$\Leftrightarrow CF_1 = (PG_1 + R_1) - (M_1 + S_1)$$

$$\Leftrightarrow CF_1 = (39379 + 5068) - (0 + 1440) = 43007 \text{ €}$$

Onde:

- CF – valor do fluxo de caixa (€);
- PG – poupança gerada (€);
- R – remuneração da eletricidade fornecida à rede (€);
- M – valor da manutenção(€);
- S – valor do seguro (€);
- n – ano em estudo (ano).

Os fluxos de caixa acumulados foram calculados somando ao investimento inicial os fluxos de caixa gerados em cada ano. Como exemplo encontra-se o cálculo do fluxo de caixa acumulado no terceiro ano do projeto de Ponte de Lima.

$$\begin{aligned}CFA_n &= I_0 + \sum CF_n \\ \Leftrightarrow CFA_3 &= I_0 + CF_1 + CF_2 + CF_3 \\ \Leftrightarrow CFA_3 &= (-246700) + 43007 + 42117 + 42689 = 118887 \text{ €}\end{aligned}$$

Onde:

- CFA – valor do fluxo de caixa acumulado (€);
- I_0 – valor do investimento inicial (€);
- CF – valor do fluxo de caixa (€);
- n – ano em estudo (ano).

Estes dados encontram-se em mais detalhe nas Tabela 24 e Tabela 25.

Tabela 24. Análise económica do projeto de Ponte de Lima

Anos	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Tarifa (€/kWh)	Poupança gerada (€)	Venda do excedente (€)	Seguro (€)	Manutenção (€)	CF anual (€)	CF anual acumulado (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-246700	-246700
1	526072	383395	0,10271	39379	5068	1440	0	43007	-203693
2	523179	381286	0,10476	39945	5141	1469	1500	42117	-161576
3	520301	379189	0,10682	40504	5213	1498	1530	42689	-118887
4	517439	377104	0,10887	41056	5284	1528	1561	43252	-75635
5	514594	375030	0,11093	41601	5354	1559	1592	43804	-31831
6	511763	372967	0,11298	42138	5423	1590	1624	44348	12517
7	508949	370916	0,11504	42668	5491	1622	1656	44882	57399
8	506149	368876	0,11709	43191	5559	1654	1689	45407	102806
9	503366	366847	0,11914	43707	5625	1687	1723	45922	148728
10	500597	364829	0,12120	44216	5691	1721	1757	46429	195157
11	497844	362823	0,12325	44719	5755	1755	1793	46926	242083
12	495106	360827	0,12531	45214	5819	1790	1828	47414	289497
13	492383	358843	0,12736	45702	5882	1826	1865	47893	337390
14	489674	356869	0,12941	46184	5944	1863	1902	48363	385753
15	486981	354906	0,13147	46659	6005	1900	1940	48824	434576
16	484303	352954	0,13352	47127	6065	1938	1979	49276	483852
17	481639	351013	0,13558	47589	6125	1977	2019	49719	533571
18	478990	349082	0,13763	48045	6183	2016	2059	50153	583723
19	476356	347162	0,13969	48494	6241	2057	2100	50578	634301
20	473736	345253	0,14174	48936	6298	2098	2142	50994	685295
21	471130	343354	0,14379	49372	6354	2140	2185	51402	736696
22	468539	341466	0,14585	49802	6410	2183	2229	51800	788497
23	465962	339588	0,14790	50226	6464	2226	2273	52190	840687
24	463399	337720	0,14996	50643	6518	2271	2319	52571	893258
25	460851	335862	0,15201	51055	6571	2316	2365	52944	946202
Total	12319301	8978159	-	1138174	146484	46124	45633	1192902	8740364

Tabela 25. Análise económica do projeto de Penafiel

Anos	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Tarifa (€/kWh)	Poupança gerada (€)	Venda do excedente (€)	Seguro (€)	Manutenção (€)	CF anual (€)	CF anual acumulado (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-320815	-320815
1	463351	356649	0,11010	39267	3790	1285	0	41772	-279043
2	460803	354687	0,11230	39832	3845	1311	1500	40866	-238177
3	458268	352737	0,11450	40390	3899	1337	1530	41421	-196756
4	455748	350797	0,11671	40940	3952	1364	1561	41967	-154789
5	453241	348867	0,11891	41483	4004	1391	1592	42504	-112284
6	450748	346948	0,12111	42019	4056	1419	1624	43032	-69252
7	448269	345040	0,12331	42548	4107	1447	1656	43551	-25701
8	445804	343143	0,12551	43069	4157	1476	1689	44061	18360
9	443352	341255	0,12772	43584	4207	1506	1723	44562	62921
10	440913	339378	0,12992	44091	4256	1536	1757	45054	107975
11	438488	337512	0,13212	44592	4304	1567	1793	45537	153512
12	436077	335655	0,13432	45086	4352	1598	1828	46011	199523
13	433678	333809	0,13652	45573	4399	1630	1865	46477	246000
14	431293	331973	0,13873	46053	4445	1663	1902	46934	292934
15	428921	330148	0,14093	46527	4491	1696	1940	47382	340316
16	426562	328332	0,14313	46994	4536	1730	1979	47821	388137
17	424216	326526	0,14533	47455	4580	1764	2019	48252	436389
18	421882	324730	0,14753	47909	4624	1800	2059	48674	485063
19	419562	322944	0,14974	48356	4668	1836	2100	49088	534151
20	417255	321168	0,15194	48798	4710	1872	2142	49493	583644
21	414960	319401	0,15414	49233	4752	1910	2185	49890	633534
22	412677	317645	0,15634	49661	4793	1948	2229	50278	683811
23	410408	315898	0,15854	50084	4834	1987	2273	50658	734469
24	408150	314160	0,16075	50500	4874	2027	2319	51029	785498
25	405906	312432	0,16295	50910	4914	2067	2365	51392	836889
Total	10850530	8351834	-	1134953	109549	41165	45633	1157704	6447123

Analisando os resultados das Tabela 24 e Tabela 25, é possível comprovar que existe um excesso de produção que não é consumido no edifício (excesso que ocorre maioritariamente ao fim de semana) que pode ser rentabilizado como venda de energia à rede. Este valor é calculado pela diferença entre a energia produzida pelo sistema e a energia produzida pelo sistema que é consumida no edifício. Pela estimativa de produção realizada concluiu-se que o excesso de produção tem um valor no primeiro ano de aproximadamente 142677 kWh para Ponte de Lima e 106702 kWh para Penafiel. Calculou-se o valor proveniente da rentabilização deste excesso de energia, para que sejam obtidos lucros. Assim, obtém-se um ganho anual de 5068 € no primeiro ano com a venda do excedente à rede pública para Ponte de Lima e 3790 € no primeiro ano para Penafiel (Tabela 26).

Tabela 26. Análise dos parâmetros associados à possibilidade de venda de excessos à rede para o 1º ano

	Parâmetro		Valor
Ponte de Lima	Excesso de energia	kWh/ano	142677
	OMIE	€/MWh	39,5
	Remuneração (1º ano)	€/ano	5068
Penafiel	Excesso de energia	kWh/ano	106702
	OMIE	€/kWh	39,5
	Remuneração (1º ano)	€/ano	3790

A UPAC de Ponte de Lima tem um índice de autoconsumo de 72,88 % e a UPAC de Penafiel de 76,97 %. No entanto, o índice de autossuficiência é de apenas 39,33 % em Ponte de Lima e 41,47 % em Penafiel. Para alcançar o objetivo de um edifício 100 % autossuficiente, apenas uma parte é atingida com a implementação das UPAC.

A Figura 47 mostra o efeito que a taxa de degradação dos módulos tem na produção de energia no período de vida útil das UPAC. Como em ambos os projetos se utilizam os mesmos módulos fotovoltaicos (logo a taxa de degradação é a mesma para os projetos), verificou-se que após 25 anos o sistema produz 87,6 % da capacidade de produção do primeiro ano, ou seja, após 25 anos há uma perda de 12,4 % da capacidade produtiva.

Analisando os dados da

Tabela **27**, concluiu-se que o período de retorno do investimento, ou *payback*, ocorre entre o 5º e o 6º ano para Ponte de Lima, mais especificamente, após 5,21 anos e para Penafiel ocorre entre o 6º e o 7º ano, mais especificamente, após 6,90 anos. O valor de *payback* do projeto de Penafiel é maior

devido ao investimento superior (no entanto a potência instalada é inferior) quando comparado com o projeto de Ponte de Lima. O valor da TIR é de 17,76 % para Ponte de Lima e de 13,01 % para Penafiel. Em ambos os projetos, a TIR é superior à taxa mínima de atratividade (que foi considerada 2 %), logo o projeto pode ser aceite. Quanto ao VAL, ambos os projetos apresentam valores superiores a 0, logo é rentável investir-se nos projetos. Com estes resultados, concluiu-se que o projeto é economicamente viável e existem retornos que ocorrem dentro do tempo de vida útil do projeto.

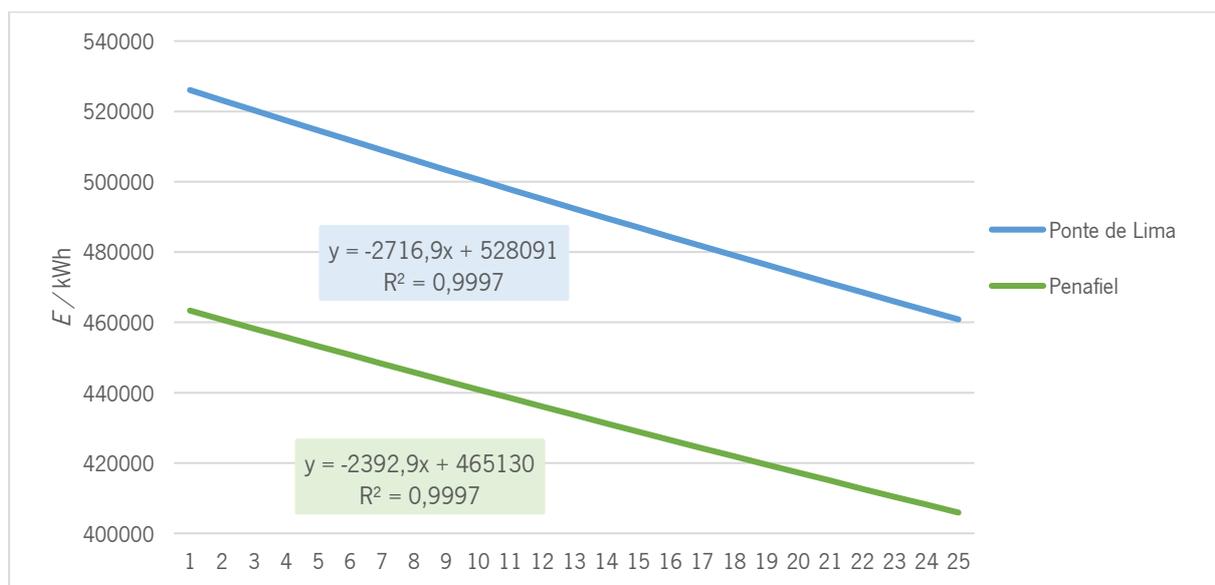


Figura 47. Evolução da capacidade de produção de energia (E) tendo em conta a taxa de degradação do produto durante a vida útil do projeto.

Tabela 27. Resultados financeiros dos dois projetos

Projetos	<i>Payback</i>	VAL (a 25 anos)	TIR
	anos	€	%
Ponte de Lima	5,21	675628	17,76
Penafiel	6,90	574292	13,01

Em suma, para a análise financeira foram estimados os valores do investimento inicial (custos de materiais e mão de obra), a produção anual de energia (onde foi considerada a taxa de degradação dos módulos), a receita anual resultante da produção, os gastos durante o funcionamento do projeto (manutenção, seguros), os fluxos de caixa anuais e os parâmetros financeiros (VAL, TIR e *payback*).

7 TRABALHOS FUTUROS

O principal objetivo desta dissertação consistiu em dar resposta à intenção da empresa de acolhimento, na qual os ateliers se encontram inseridos, se tornar 100 % autossuficiente em termos energéticos até 2025. Para verificar se o objetivo será cumprido com a instalação das UPAC, foi elaborado o procedimento da Figura 48.

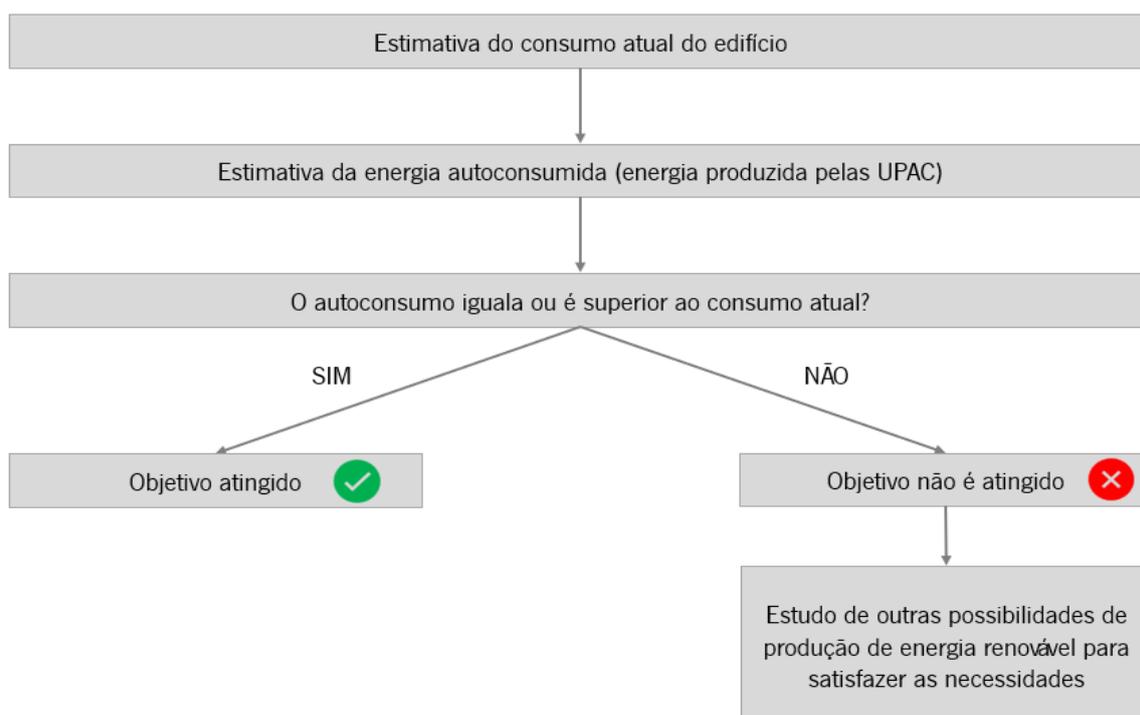


Figura 48. Procedimento para verificar se o objetivo é cumprido ou não.

Após analisar o autoconsumo e as necessidades energéticas dos edifícios (Tabela 28), concluiu-se que o objetivo estabelecido pelo grupo empresarial para os dois ateliers em estudo não será atingido com a instalação das UPAC. A presença da UPAC em cada atelier não é suficiente para cobrir as necessidades energéticas dos edifícios. Como calculado anteriormente, o índice de autossuficiência é de 39,33 % em Ponte de Lima e 41,47 % em Penafiel. Logo para atingir os 100 % pretendidos, é necessário complementar este projeto com outro, pelo que se apresenta uma proposta de trabalhos futuros.

Tabela 28. Comparação entre o consumo energético atual dos ateliers e o autoconsumo projetado

		Ponte de Lima	Penafiel
Autoconsumo 1º ano	kWh	383395	356649
Consumo atual dos ateliers	kWh	974801* ⁴	859939* ⁵

*⁴ valor relativa à média dos consumos de 2018, 2019 e 2020

*⁵ valor relativo ao ano 2020

Para que o objetivo seja atingido, propõem-se duas opções:

- Aumentar a potência instalada de cada UPAC projetada e adquirir sistemas de armazenamento;
- Complementar o sistema de energia solar fotovoltaica com um sistema de energia eólica.

Com a primeira opção, ao aumentar a potência instalada do sistema, a capacidade produtiva também aumentará, no entanto é necessário adquirir um sistema de armazenamento, caso contrário toda a energia excedente teria de ser vendida à rede e não é esse o objetivo. Assim sendo, toda a energia que não é consumida fica armazenada no sistema de armazenamento de energia para poder ser usada posteriormente em períodos de não produção. A UPAC com sistema de armazenamento pode continuar conectada à rede para eventuais necessidades, no entanto, a dependência do sistema em relação à rede pública é menor.

A segunda opção consiste em implementar um sistema de energia eólica que complemente o sistema de energia solar. A combinação de um sistema eólico e de um sistema fotovoltaico culmina num sistema híbrido com dois recursos distintos, permitindo uma maior independência a nível energética. A energia eólica tem uma produção mais elevada durante o período noturno (de acordo com o estudo eólico realizado para os dois locais), ou seja, na altura do vazio. A vantagem de complementar a energia solar com a energia eólica é que o pico de produção da energia solar ocorre durante o dia e o pico de produção da energia eólica ocorre durante a noite, ou seja, existe produção de energia em qualquer período do dia. Se se optar pela segunda opção, a solução mais interessante em termos estéticos e construtivos é a tecnologia de turbinas com eixo vertical.

Pode-se optar por seguir qualquer uma das propostas acima referidas, no entanto, no momento de implementar o próximo passo, será necessário um estudo mais aprofundado acerca de qual a opção que traz mais vantagens para a empresa e qual a que melhor permite atingir o objetivo estipulado pelo grupo empresarial.

8 CONCLUSÃO

Neste trabalho pretendeu-se dimensionar sistemas de produção de energia renovável que sejam capazes de produzir energia suficiente para colmatar as necessidades energéticas dos ateliers de componentes têxteis em estudo. Como primeiro passo para atingir o objetivo, propôs-se a implantação de uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC) para cada atelier.

O consumo energético de cada edifício mostra que as horas de maior necessidade de energia correspondem às horas de maior produção de energia fotovoltaica. Esta foi uma das principais razões que levou ao dimensionamento dos sistemas como primeiro passo para atingir o objetivo. Outra razão foi a redução significativa nos últimos anos do custo da energia solar fotovoltaica. Apesar dos consumos de energia dos ateliers serem aproximadamente constantes durante o dia (à noite o atelier não se encontra a laborar, mas também não existe produção fotovoltaica), durante o fim de semana e em alguns meses específicos existe uma diminuição do consumo. Uma vez que nestes períodos a energia produzida pelo sistema não é empregue no edifício, optou-se por dimensionar um sistema conectado à rede pública. Desta forma, toda a energia que não é consumida no edifício é injetada na rede.

Além do estudo de dimensionamento do sistema, também foi realizada uma análise económica para cada UPAC. O projeto de Ponte de Lima foi dimensionado com uma potência de 360 kW pico, resultando numa estimativa produção no primeiro ano de 526072 kWh, sendo que deste valor 383395 kWh são consumidos no edifício e 142677 kWh são vendidos à rede. No que se refere ao projeto de Penafiel, este foi dimensionado com uma potência de 321,3 kW pico, levando a uma produção estimada no primeiro ano de 463351 kWh, um autoconsumo de 356649 kW pico e 106702 kWh são vendidos à rede. Desta forma, a UPAC de Ponte de Lima cobre 39,3 % da necessidade total do atelier e a UPAC de Penafiel 41,5 %. Relativamente à avaliação económica, para o projeto de Ponte de Lima é necessário um investimento de 246700 €, o VAL é de 675628 €, a TIR de 17,76 % e o *payback* de 5,21 anos. Para o projeto de Penafiel é necessário um investimento de 320815 €, o VAL é de 574292 €, a TIR de 13,01 % e o *payback* de 6,90 anos. Como o VAL é positivo e a TIR superior à taxa mínima de atratividade (considerada 2 % para os cálculos), o projeto é considerado economicamente viável.

Além da análise económica, os projetos têm outros pontos vantajosos que os tornam muito atrativo. Um deles é ir de encontro com os ideais e objetivos do grupo empresarial do qual os ateliers fazem parte, outra é a imagem que transmite, uma imagem mais verde e amiga do ambiente.

A partir da conclusão deste trabalho, é possível verificar que as UPAC por si só não são suficientes para atingir o objetivo, sendo necessário complementá-las com sistemas de armazenamento ou então

com outra forma de produção de energia. No entanto, a aquisição destes sistemas já é um bom passo no caminho para atingir sustentabilidade energética. A implementação destes projetos permite ao nível da vertente ambiental melhorar a eficiência energética dos edifícios, promover a utilização de energia renováveis, estimular comportamentos ambientalmente responsáveis, melhorar a matriz energética do nosso país e reduzir os impactos negativos decorrentes do consumo/produção de energia através de formas convencionais. Ao nível da vertente económica e social permite a criação de emprego, a dinamização da construção civil, a redução da fatura energética da empresa, a melhoria da qualidade e bem-estar dos colaboradores e o aumento da competitividade no mercado.

REFERÊNCIAS

- [1] Heard, B., *et al.*, “Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, p. 1122–1133, 2017.
- [2] Eurostat, “Renewable Energy Statistics,” 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2019 (consultado a 08 fev. 2021).
- [3] REA, “Energias Renováveis,” 2019. Disponível em: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renovaveis> (consultado a 07 fev. 2021).
- [4] APREN, “Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (fevereiro 2021),” 2021. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao> (consultado a 11 mar. 2021).
- [5] DGEG, “Desempenho energético de edifícios.” Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/desempenho-energetico-de-edificios/> (consultado a 08 fev. 2021).
- [6] APA, “Acordo de Paris.” Disponível em: <https://apambiente.pt/clima/acordo-de-paris> (consultado a 23 mai. 2021).
- [7] United Nations, “The Paris Agreement.” Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (consultado a 23 mai. 2021).
- [8] APREN, “Energias Renováveis.” Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques> (consultado a 05 mar. 2021).
- [9] Ponce, T.; Gonçalves H., “Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020,” 2020. Disponível em: <https://www.ineg.pt/wp-content/uploads/2020/11/F%C3%B3rum-Energias-Renov%C3%A1veis-em-Portugal-2020.pdf> (consultado a 10 mar. 2021).
- [10] APREN, “O que são.” Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/o-que-sao/> (consultado a 05 mar. 2021).
- [11] Bragança, L.; Mateus, R., “Tecnologias Construtivas para a Sustentabilidade da Construção,”. Ermesinde: Edições Ecopy, 2006.
- [12] Tratz, C. *et al.* “Energia Eólica : Alternativa renovável e sustentável para produção de energia elétrica em grande escala,” 2019. Disponível em: <http://www.dep.uem.br/gdct/index.php/simeprod/article/view/1715> (consultado a 07 mar. 2021).
- [13] Portal das Energias Renováveis, “Eólica.” Disponível em: http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=3 (consultado a 07 mar. 2021).
- [14] DGEG, “Estatísticas rápidas - nº 196,” 2021. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/wdyhrlei/dgeg-arr-2021-03.pdf> (consultado a 05 mai. 2021).

- [15] DGEG, “Produção de Energia Elétrica a partir de FER (1995-2019),” 2020. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/> (consultado a 05 mai. 2021).
- [16] IRENA, “Trends in Renewable Energy,” 2020. Disponível em: <https://public.tableau.com/views/IRENARETimeSeries/Charts?:embed=y&:showVizHome=no&publish=yes&:toolbar=no> (consultado a 08 jul. 2021).
- [17] Agri-Pro Ambiente, “Estudo de Impacto Ambiental - Projeto do sobreequipamento do parque eólico do caramulo,” vol. 2, 2017. Disponível em: https://siaia.apambiente.pt/AIADOC//AIA2971/vol2_rs_eia_caramulo_rev-012017109112928.pdf. (consultado a 12 abr. 2021).
- [18] Nascimento, R.; Azevedo, J.; Schram, I., “Energia Eólica e Impactos Ambientais: Um Estudo de Revisão,” *Revista Univap*, 2017. Disponível em: <https://revista.univap.br/index.php/revistaunivap/article/view/714> (consultado a 12 abr. 2021).
- [19] Carrara, S.; Alves Dias, P.; Plazzotta, B.; Pavel, C., "Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system", *Publications Office of the European Union*, 2020. Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119941> (consultado a 23 abr. 2021).
- [20] WindEurope, “Decommissioning of Onshore Wind Turbines,” *Industry Guidance Document*, 2020. Disponível em: <https://windeurope.org/data-and-analysis/product/decommissioning-of-onshore-wind-turbines/> (consultado a 12 abr. 2021).
- [21] Reis, P. “Energia Solar – Tudo o que deve saber sobre esta energia renovável,” 2019. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/energia-solar/> (consultado a 11 mai. 2021).
- [22] Mendonça, P. “Tecnologias solares passivas,” Universidade do Minho, 2005. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/4250/9/TeseDoutMendonca9.pdf> (consultado a 7 mar. 2021).
- [23] Portal das Energias Renováveis, “Solar.” Disponível em: http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=8 (consultado a 07 mar. 2021).
- [24] DGEG, “Solar Térmico.” Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-solar/solar-termico/> (consultado a 08 mar. 2021).
- [25] Planas, O., “Energia solar térmica, usos e tipos de instalações,” *Energia Solar*, 2011. Disponível em: <https://pt.solar-energia.net/solar-termica> (consultado a 08 mar. 2021).
- [26] Portal das Energias Renováveis, “Tecnologias: Tipos de sistemas solares térmicos.” Disponível em: http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=42&ID_area=8&ID_sub_area=26 (consultado a 08 mar. 2021).
- [27] Gold Energy, “Efeito Fotovoltaico.” Disponível em: <https://goldenergy.pt/glossario/efeito->

- fotovoltaico/ (consultado a 08 dez. 2021).
- [28] Scherer, L.; Sessegolo, M.; Barcarolo, T.; Edler, M., “Fonte Alternativa De Energia: Energia Solar,” *XX Seminário Interinstitucional Ensino, Pesquisa e Extensão*, 2015.
- [29] Technical University of Denmark, “Informação retirada dos documentos de apoio do curso ‘Photovoltaic Systems,’” *Coursera*. Disponível em: <https://www.coursera.org/learn/photovoltaic-systems/home/welcome> (consultado a 16 out. 2021).
- [30] Ferreira, J.; Martins, F., “Ventos de mudança. A energia eólica em Portugal,” *1º Congresso de Desenvolvimento Regional de Cabo Verde*, p. 388–408, 2009. Disponível em: <http://www.apdr.pt/congresso/2009/pdf/Sess%C3%A3o%205/268A.pdf> (consultado a 13 abr. 2021).
- [31] REN, “Dados Técnicos 2020.” 2020. Disponível em: [https://www.ren.pt/files/2021-03/2021-03-29134252_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f0373537319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd4f0f693-3d69-48be-b0c8-c8cf5e1127ceFile.pt\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2021-03/2021-03-29134252_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f0373537319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd4f0f693-3d69-48be-b0c8-c8cf5e1127ceFile.pt$1.pdf) (consultado a 17 abr. 2021).
- [32] APREN, “Anuário 2020,” 2020. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/apren-ebook-2020.pdf> (consultado a 17 abr. 2021).
- [33] Portugal, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030),” 2019. Disponível em: <https://bcsdportugal.org/wp-content/uploads/2020/12/PNEC-2030-Plano-Nacional-Energia-e-Clima.pdf> (consultado a 24 abr. 2021).
- [34] Evans, A.; Strezov, V.; Evans, T., “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 4141–4147, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112002316> (consultado a 02 mai. 2021).
- [35] Ibrahim, H.; Ilinca, A.; Perron, J., “Energy storage systems - Characteristics and comparisons,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, p. 1221–1250, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032107000238> (consultado a 02 mai. 2021).
- [36] California Hydrogen Business Council, “Power-to-Gas : The Case for Hydrogen,” *White Paper*, 2015. Disponível em: <https://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2018/01/CHBC-Hydrogen-Energy-Storage-White-Paper-FINAL.pdf> (consultado a 04 mai. 2021).
- [37] Gahleitner, G., “Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, p. 2039–2061, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319912026481> (consultado a 05 mai. 2021).
- [38] Bortoni, E.; Silva, Y., “Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes Inteligentes: Características, Oportunidades e Barreiras,” *Revista Brasileira de Energia*, vol. 22, 2016.

- Disponível em: https://energiasroraima.com.br/wp-content/uploads/2020/01/ACUMULACAO-DE-ENERGIA-_351-Texto-do-artigo-332-1-10-20180308.pdf (consultado a 02 mai. 2021).
- [39] Silva, J., “Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Smart Grids,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2020. Disponível em: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/16936/1/DM_JulianaSilva_2020_MES.pdf (consultado a 03 mai. 2021).
- [40] Iberdrola, “Armazenamento de energia: a chave para um futuro descarbonizado.” Disponível em: <https://www.iberdrola.com/meio-ambiente/armazenamento-eficiente-de-energia> (consultado a 09 jun 2021).
- [41] Enel Green Power, “Armazenamento.” Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/armazenamento> (consultado a 01 jun. 2021).
- [42] IRENA, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030". 2017. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (consultado a 16 jun. 2021).
- [43] IRENA, “Renewables and Electricity Storage: A technology roadmap for REmap 2030,”2015. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Electricity_Storage_2015.pdf. (consultado a 17 jun. 2021).
- [44] EPE, “Sistemas de Armazenamento em Baterias,” 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-sistemas-de-armazenamento-em-baterias-aplicacoes-e-questoes-relevantes-para-o-planejamento>. (consultado a 02 jun. 2021).
- [45] IRENA, “Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE 2010-2019.” Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends> (consultado a 09 jul. 2021).
- [46] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2019," 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019> (consultado a 03 jun. 2021).
- [47] Azevedo P., “As Energias Renováveis e Portugal.” Disponível em: <http://web.tecnico.ulisboa.pt/~ist425696/wordpress/ciencia-e-tecnologia/as-energia-renovaveis-e-portugal/> (consultado a 06 mar. 2021).
- [48] Universidade do Minho, Informação retirada dos documentos de apoio e das aulas de Edifícios Verdes. 2020.
- [49] RNC2050, “Uma breve história do combate às alterações climáticas.” Disponível em: <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/descarbonizar2050/alteracoes-climaticas/> (consultado a 21 mai. 2021).
- [50] Governo Português, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050,” 2019. Disponível em:

- <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBAAAAB%2bLCAAAAAAABACzMDexAAAut9emBAAAAA%3d%3d> (consultado a 21 mai. 2021).
- [51] RNC2050, “Energia.” Disponível em: <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/roteiro/energia/> (consultado a 20 mai. 2021).
- [52] DGEG, “Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE).” Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/eficiencia-energetica/plano-nacional-de-acao-para-a-eficiencia-energetica-pnaee/> (consultado a 21 mai. 2021).
- [53] Conselho De Ministros, “Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013,” *Diário da República - 1ª Série*, vol. N.º 70, pp. 2022–2091, 2013. Disponível em: <https://dre.tretas.org/dre/308281/resolucao-do-conselho-de-ministros-20-2013-de-10-de-abril> (consultado a 23 mai. 2021).
- [54] APA, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030 (PNAC 2020/2030).” Disponível em: <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=117&sub3ref=1376> (consultado a 24 mai. 2021).
- [55] Conselho De Ministros, “Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015,” *Diário da República, 1ª série*, vol. N.º 147, pp. 5114–5168, 2015. Disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2015/07/14700/0511405168.pdf> (consultado a 25 mai. 2021).
- [56] Conselho De Ministros, “Plano Nacional Energia e Clima 2030 aprovado em Conselho de Ministros,” 2020. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBAAAAB%2bLCAAAAAAABACztDQyAgDZs3qiBAAAAA%3d%3d> (consultado a 25 mai. 2021).
- [57] Portugal, “Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro,” *Diário da República - Série I*, vol. N.º 202, pp. 5298–5311, 2014.
- [58] Portugal, “Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro,” *Diário da República - 1ª Série*, vol. n.º 206, pp. 45–62, 2019.
- [59] Energia Lateral, “Conheça a Legislação.” Disponível em: <https://energialateral.pt/legislacao.html> (consultado a 18 mai. 2021).
- [60] DGEG, “Respostas e perguntas frequentes Decreto-Lei n.º 162/2019,” 2019. Disponível em: https://www.dgeg.gov.pt/media/b1ml0ldd/faq_publicação_20210319.pdf (consultado a 02 dez. 2021).
- [61] Pinho J.; Galdino, M., “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,” 2014. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf> (consultado a 12 out. 2021).
- [62] Portal Energia, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”. 2004. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf> (consultado a 10 out. 2021).

- [63] Carneiro, J. “Módulos fotovoltaicos: Características e associações,” Universidade do Minho, 2010. Disponível em: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf (consultado a 14 ago. 2021).
- [64] The German Solar Energy Society, "Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers," 2nd ed. 2008.
- [65] Prange, N. “Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Baseados em Silício Monocristalino e Policristalino,” 2021. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/13040/1/An%c3%a1lise%20de%20Desempenho%20de%20Sistemas%20Fotovoltaicos%20Baseados%20em%20Sil%c3%adicio%20Monocristalino%20e%20Policristalino.pdf> (consultado a 20 out. 2021).
- [66] Freitas, S., “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos,” Instituto Politécnico de Bragança, 2008. Disponível em: https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/2098/1/Freitas_Susana.pdf (consultado a 21 out. 2021).
- [67] Pereira, F.; Oliveira, M., "Curso técnico instalador de Energia Solar Fotovoltaica". 2015, *Publindústria*.
- [68] Canal Solar, “Entenda os inversores com múltiplos MPPT,” 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/> (consultado a 03 nov. 2021).
- [69] Costa, R. “Comparação de Métodos de Seguimento Solar para Sistemas Fotovoltaicos,” 2011, Universidade de Lisboa. Disponível em: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/8701/1/ulfc104175_tm_Ricardo_Costa.pdf (consultado a 12 nov. 2021).
- [70] Vallera, A., “As Energias do Presente e do Futuro,” *Gazeta Física*, pp. 36–41, 2005. Disponível em: <https://www.spf.pt/magazines/GFIS/76/article/471/pdf> (consultado a 10 out. 2021).
- [71] Campos, M.; Alcantara, L., “Interpretação dos Efeitos de Tempo Nublado e Chuvoso Sobre a Radiação Solar em Belém/PA Para Uso em Sistemas Fotovoltaicos,” *Revista Brasileira de Meteorologia*, vol. 31, p. 570–579, 2016, Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/312546708_Interpretacao_dos_Efeitos_de_Tempo_Nublado_e_Chuvoso_Sobre_a_Radiacao_Solar_em_BelemPA_Para_Uso_em_Sistemas_Fotovoltaicos (consultado a 12 set. 2021).
- [72] Global Solar Atlas, “Methodology.” Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/support/methodology> (consultado a 13 jul. 2021).
- [73] Energês, “GUIA COMPLETO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO,” 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/guia-completo-modulos-fotovoltaicos/> (consultado a 20 out. 2021).
- [74] Rauschmayer, P. “Configuração do arranjo fotovoltaico com o inversor,” pp. 42–47. Disponível em: https://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Edicao%20160_Renovaveis_fasc.pdf (consultado a 28 out. 2021).

- [75] Oliveira, B.; Kolodzei, S.; Costa, V., “Estudo de viabilidade técnica e económica para implantação de estacionamento fotovoltaico no campus Ecoville da UTFRR,” Universidade tecnológica federal do Paraná, 2018. Disponível em: http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/10150/1/CT_COELE_2018_2_18.pdf (consultado a 12 nov. 2021).
- [76] World Bank, "Solar resource and PV potential of Malawi: Solar Resource Atlas,". 2018. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/974121547193692233/pdf/Solar-Resource-and-PV-Potential-of-Malawi-Solar-Resource-Atlas.pdf> (consultado a 12 jul. 2021).
- [77] Global Solar Atlas, “Ponte de Lima.” Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=41.692222,-8.544574,15&s=41.690824,-8.546816&m=site&pv=ground,180,34,104> (consultado a 12 jul. 2021).
- [78] Global Solar Atlas, “Penafiel.” Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=41.21198,-8.255367,16&m=site&a=-8.54702,41.69155,-8.547721,41.690503,-8.548422,41.690353,-8.547549,41.689563,-8.54702,41.689413,-8.546376,41.689947,-8.546076,41.690738,-8.546019,41.690973,-8.54702,41.69155&s=41.213196,-> (consultado a 12 jul. 2021).
- [79] Global Wind Atlas, “Global Wind Atlas.” Disponível em: <https://globalwindatlas.info/> (consultado a 16 Jul. 2021).
- [80] Topographic-map, “Portugal.” Disponível em: <https://pt-br.topographic-map.com/maps/gnji/Portugal/> (consultado a 22 jul. 2021).
- [81] Meteoblue, “Clima 41.69°N 8.55°O.” Disponível em: <https://www.meteoblue.com/pt/tempo/historyclimate/climatemodelled/41.689N-8.546E> (consultado a 16 jul. 2021).
- [82] Meteoblue, “Clima 41.21°N 8.25°O.” Disponível em: <https://www.meteoblue.com/pt/tempo/historyclimate/climatemodelled/41.213N-8.250E> (consultado a 16 jul. 2021).
- [83] Diário da República, “Diretiva n.º 1/2021,” pp. 162–255, 2021. Disponível em: <https://dre.pt/dre/detalhe/diretiva/1-2021-153333668> (consultado a 14 mai. 2021).
- [84] E. Energia, “OPÇÕES TARIFÁRIAS.” Disponível em: <https://elergone.pt/opcoes-tarifarias/> (consultado a 12 nov. 2021).
- [85] IPMA, “Julho extremamente quente em Portugal continental,” 2020. Disponível em: <https://www.ipma.pt/pt/media/noticias/news.detail.jsp?f=/pt/media/noticias/arquivo/2020/resumo-clima-julho-20.html> (consultado a 22 jul. 2021).
- [86] L. SimpleWatt, “Estudo de Incidências Ambientais da Central Solar Fotovoltaica de Valpaços - Relatório Técnico,” 2018. Disponível em: <https://participa.pt/contents/consultationdocument/imported/2511/576915.pdf> (consultado a 28 mai. 2021).
- [87] Universidade do Minho, “Informação retirada dos documentos de apoio e das aulas de Empreendedorismo em Biotecnologia e Bioinformática,” 2020.

- [88] Martín-Chivelet, N.; Montero-Gómez, D., “Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings,” pp. 71–80, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778817304796> (consultado a 10 ago. 2021).
- [89] IPQ, “NP EN ISO 14001:2015 Sistema de Gestão Ambiental,” *ISO*, pp. 1–33, 2015.
- [90] Universidade do Minho, “Informação retirada dos documentos de apoio e das aulas de Gestão Ambiental,” 2020.
- [91] Lopes, S. “Tecnologias de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Serviços de Sistema,” 2015, Universidade de Coimbra. Disponível em: <https://eg.uc.pt/bitstream/10316/40488/1/Tecnologias%20de%20Armazenamento%20de%20Energia%20para%20Fornecimento%20de%20Servicos%20de%20Sistema.pdf> (consultado a 15 jul. 2021).
- [92] Shin-Ichi Inage, “Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids,” *International Energy Agency*, 2009. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/6bb67be5-0b74-403f-ac02-395c3f3a0762/energy_storage.pdf (consultado a 17 jul. 2021).
- [93] Poullikkas A.; Nikolaidis, P. “A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability,” *J. Power Technol.*, vol. 97, pp. 220–245, 2017. Disponível em: <https://papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/1096> (consultado a 17 jul. 2021).

ANEXO I – AVALIAÇÃO DOS ASPETOS E IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS

Foram analisados que tipos de aspectos e impactos socioambientais provinham da implementação de um projeto de energia solar fotovoltaica. O aspecto socioambiental corresponde à atividade, produto ou serviço que tem interferência no meio ambiente, enquanto que o impacto socioambiental é a mudança que ocorre no meio ambiente, favorável ou não, causada pelos aspectos ambientais [89].

Selecionaram-se critérios que se encontram definidos na Tabela 29 para identificar a significância de cada impacto. A análise foi realizada às três etapas do projeto [17]:

- **Fase de construção:** ocorre desde a extração da matéria-prima, tratamento de materiais, produção dos equipamentos e instalação do projeto.
- **Fase de exploração:** funcionamento dos painéis solares e a manutenção das infraestruturas;
- **Fase de desativação:** remoção das infraestruturas, desmonte e descarte dos equipamentos.

Os critérios de análise permitem identificar se o impacto é positivo ou negativo para o ambiente e para a sociedade, se têm uma incidência direta ou indireta, qual a probabilidade de este ocorrer e qual a severidade do mesmo. Esta análise é direcionada para a implementação do projeto em questão, com base no conhecimento e avaliação existente sobre os impactos ambientais gerados por projetos semelhantes, possibilitando a previsão dos efeitos causados pelo projeto.

Os impactos associados a este projeto terão repercussões nos seguintes descritores socioambientais: Geologia e Morfologia (GM); Solos (S); Ruído e Vibrações (RV); Clima (C); Flora /Fauna (FF); Paisagem (P); Recursos hídricos (RH); Qualidade do ar (QA); Emprego e estrutura económica (EE); Resíduos (Re); Qualidade de Vida (QV).

Tabela 29. Critérios selecionados para análise de significância [90]

Critério	Escala	Definição	Nível
Situação (Sit)	Normal (N)	A situação ocorre em sequência da rotina operacional.	N. a.
	Anormal (A)	A situação ocorre em situações não rotineiras, como manutenção, pausas...	N. a.
	Emergência (E)	A situação ocorre perante ocasiões inesperadas, como acidentes, colapso de estruturas, falha operacional, incêndios, inerentes ao processo.	N. a.

Continuação da Tabela 29. Critérios selecionados para análise de significância

Direção (Dir)	Negativo (-)	A ação realizada apresenta repercussões negativas para o meio ambiente e para a saúde e segurança das populações.	N. a.
	Positivo (+)	A ação realizada apresenta repercussões benéficas para o meio ambiente e para a saúde e segurança das populações.	N. a.
Incidência (Inc)	Direto (Dir)	Impacto determinado diretamente pelo projeto (funcionamento das tecnologias e atividades de preparação do terreno/desmonte).	N. a.
	Indireto (Ind)	Impacto induzido pelas atividades relacionadas com o projeto.	N. a.
Duração (Dur)	Permanente (P)	Após finalizar a ação, o impacto permanece por um longo período de tempo. Inclui quando a ação ocorre durante a vida útil das tecnologias (até ao desmonte das mesmas).	N. a.
	Temporário (T)	Após finalizar a ação, é necessário decorrer um período de tempo curto para que o impacto seja neutralizado.	N. a.
Probabilidade (P)	Remoto	Difícilmente ocorre o impacto.	1
	Pouco provável	O impacto ocorre mais que 1 vez por mês até ao máximo de 1 vez por semana.	2
	Provável	O impacto ocorre mais que 1 vez por semana até ao máximo de 1 vez por dia.	3
	Muito provável	O impacto ocorre mais que 1 vez por dia ou continuamente.	4
Gravidade (G)	Impacto negligenciável	O impacto não causa danos negativos no meio ambiente e nas populações.	1
	Baixo impacto	O impacto pode comprometer o meio ambiente, mas pode ser revertido com pequenas ações.	2
	Impacto moderado	O impacto pode comprometer o meio ambiente e são necessários mais recursos para revertê-lo.	3
	Elevado impacto	O impacto compromete o meio ambiente e a recuperação é quase impossível.	4
Índice de Significância (IS) IS = P × G	Não significativo	O impacto não apresenta alterações na qualidade de vida.	Se IS ≤ 8
	Significativo	O impacto leva a alterações na qualidade de vida.	Se IS > 8

Nota: N. a. = Não aplicável

Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

Fase do projeto	Atividade / Ação	Aspeto socioambiental	Situação	Impacto socioambiental	Direção	Incidência	Duração	Índice de significância				Descriptor afetado	Atelier afetado
								IS = P x G					
								P/F	G	Significância			
Construção	Instalação e funcionamento de infraestruturas de apoio à obra	Modificação da geologia e morfologia do terreno	N	Destruição do substrato	-	Ind	P	3	2	6	NS	GM	Ambos
				Alteração da forma de relevo do terreno	-	Ind	P	3	2	6	NS	GM	Ambos
		Ocupação de espaço	N	Perda de solo	-	Ind	P	4	2	8	NS	S	Ambos
		Degradação/destruição da fauna e flora	N	Perda de vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Perda de habitats	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Perda de indivíduos das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Perturbação das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
	Perda de espaço biótico	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos			
	Modificação da paisagem	N	Alteração paisagística	-	Dir	T	4	2	8	NS	P	Ambos	
	Construção de novos acessos	Ocupação de espaço	N	Perda de solo	-	Dir	P	4	2	8	NS	S	Ponte Lima
		Degradação/destruição da fauna e flora	N	Perda de vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de habitats	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de indivíduos das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perturbação das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
Perda de espaço biótico				-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima	
Modificação da paisagem		N	Alteração paisagística	-	Dir	P	4	2	8	NS	P	Ponte Lima	
Emissão de ruído	N	Poluição sonora	-	Ind	T	3	2	6	NS	R	Ponte Lima		

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Construção	Desmatamento do terreno	Exposição do solo que leva ao risco de erosão	N	Aumento da suscetibilidade à ação dos agentes erosivos	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ponte Lima
				Aumento do transporte sólido para as linhas de água	-	Ind	T	2	2	4	NS	RH	Ponte Lima
		Aumento do transporte de sólidos (pedras e resíduos orgânicos) para as linhas de água	N	Colmatção das linhas de água	-	Ind	T	2	2	4	NS	RH	Ponte Lima
		Degradação/destruição da fauna e flora	N	Perda de vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de habitats	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de indivíduos das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perturbação das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
	Perda de espaço biótico			-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima	
	Modificação da paisagem	N	Alteração paisagística	-	Dir	T	4	2	8	NS	P	Ponte Lima	
	Emissão de ruído	N	Poluição sonora	-	Ind	T	3	2	6	NS	R	Ponte Lima	
	Montagem dos equipamentos e construção dos postos necessários para o funcionamento da central (postos de transformação)	Ocupação de espaço	N	Perda de solo	-	Dir	P	4	2	8	NS	S	Ambos
		Degradação/destruição da fauna e flora	N	Perda de vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Perda de habitats	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Perda de indivíduos das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
Perturbação das espécies				-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos	
Perda de espaço biótico				-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos	
Modificação da paisagem		N	Alteração paisagística	-	Dir	P	4	2	8	NS	P	Ambos	
Emissão de ruído	N	Poluição sonora	-	Ind	T	3	2	6	NS	R	Ambos		

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Construção	Operações de escavação e limpeza do terreno	Modificação da geologia e morfologia do terreno	N	Alteração da forma de relevo do terreno	-	Dir	P	4	2	8	NS	GM	Ponte Lima
				Destruição do substrato	-	Ind	T	3	2	6	NS	GM	Ponte Lima
				Compactação dos solos	-	Ind	T	3	2	6	NS	GM	Ponte Lima
				Impermeabilização dos solos	-	Ind	T	2	2	4	NS	RH	Ponte Lima
		Exposição do solo que leva ao risco de erosão	N	Aumento da suscetibilidade à ação dos agentes erosivos	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ponte Lima
				Aumento do transporte sólido para as linhas de água	-	Ind	T	2	2	4	NS	RH	Ponte Lima
				Promoção do assoreamento das linhas de água	-	Ind	T	2	2	4	NS	RH	Ponte Lima
		Degradação/destruição da fauna e flora	N	Perda de vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de habitats	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de indivíduos das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perturbação das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
				Perda de espaço biótico	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
		Modificação da paisagem	N	Alteração paisagística	-	Dir	P	4	2	8	NS	P	Ponte Lima
		Emissão de ruído	N	Poluição sonora	-	Ind	T	3	2	6	NS	R	Ponte Lima
Movimentação de terras	N	Arraste de sólidos	-	Ind	T	2	2	4	NS	S	Ponte Lima		

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Construção	Construção dos painéis solares/suportes	Consumo de energia	N	Consumo de recursos renováveis e/ou não renováveis	-	Ind	T	3	3	9	S	QA	Ambos
		Produção de resíduos	N	Ocupação de solo	-	Ind	P	4	2	8	NS	S	Ambos
				Poluição do solo	-	Ind	P	4	3	12	S	S	Ambos
		Extração das matérias-primas para construção dos painéis e dos suportes	N	Degradação da paisagem	-	Ind	T	3	2	6	NS	P	Ambos
				Depleção do meio ambiente	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ambos
				Perturbação da fauna e flora locais	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ambos
				Reutilização de materiais	+	Ind	T	3	1	3	NS	FF	Ambos
	Necessidade de presença humana para mão-de-obra	Aumento da movimentação de máquinas, veículos e pessoas	N	Emissão de poeiras	-	Ind	T	4	2	8	NS	QA	Ambos
				Pisoteio da vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Esmagamento e atropelamento de espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Destruição da vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Poluição atmosférica	-	Ind	P	4	3	12	S	QA	Ambos
				Aumento da emissão de poluentes	-	Ind	T	4	3	12	S	QA	Ambos
				Poluição sonora	-	Ind	T	3	2	6	NS	R	Ambos
Perturbação da comunidade local	-	Ind	T	3	2	6	NS	EE	Ambos				

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier		
Exploração	Funcionamento da central fotovoltaica / presença dos painéis fotovoltaicos	Redução da radiação solar que atinge a superfície do solo por baixo do painel	N	Redução da perda de calor da superfície	-	Dir	P	3	2	6	NS	C	Ambos	
		Impacto na velocidade do vento	N	Alteração da distribuição de calor e vapor de água	-	Dir	P	3	2	6	NS	C	Ambos	
		Redução do albedo terrestre	N	Modificação do balanço energético de absorção, armazenamento e libertação de radiação	-	Dir	P	3	2	6	NS	C	Ambos	
		Produção de energia elétrica de origem renovável	N	Redução do aquecimento global	+	Ind	P	3	1	3	3	NS	C	Ambos
				Diminuição da quantidade de poluentes emitidos	+	Ind	P	3	1	3	3	NS	QA	Ambos
				Melhoria da matriz energética	+	Dir	P	4	1	4	4	NS	EE	Ambos
		Temperatura inferior sob os painéis quando comparada com zonas sem painéis	N	Afetação de processos importantes para flora como produtividade e decomposição	-	Dir	P	3	2	6	NS	FF	Ambos	
		Diminuição da área de infiltração das águas da precipitação	N	Redução da recarga dos recursos hídricos	-	Ind	T	2	2	4	4	NS	RH	Ambos
		Utilização do espaço	N	Exploração da área	+	Ind	P	4	1	4	4	NS	EE	Ambos
		Barreira ao voo das aves	N	Perturbação das espécies	-	Ind	P	2	2	4	4	NS	FF	Ambos
Mortalidade da fauna por colisão com a estrutura	-			Dir	P	2	3	6	6	NS	FF	Ambos		

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Exploração	Funcionamento da central fotovoltaica / presença dos painéis fotovoltaicos	Modificação na paisagem	N	Alteração paisagística	-	Dir	P	4	2	8	NS	P	Ambos
		Avanço no cumprimento dos objetivos estabelecidos por Portugal para as metas ambientais	N	Benefícios nacionais	+	Ind	P	4	1	4	NS	EE	Ambos
		Redução da necessidade de utilização de combustíveis fósseis	N	Diminuição do efeito estufa	+	Ind	P	4	1	4	NS	C	Ambos
				Diminuição das alterações climáticas	+	Ind	P	4	1	4	NS	C	Ambos
				Redução da emissão de GEE e poluentes atmosféricos	+	Ind	P	4	1	4	NS	QA	Ambos
		Diminuição da necessidade de adquirir matérias-primas do exterior (carvão, gás...)	N	Melhoria da economia nacional	+	Dir	P	4	1	4	NS	EE	Ambos
		Reflexão da luz solar incidente nos painéis	N	Impacto visual	-	Dir	P	4	2	8	NS	P	Ambos
		Sombreamento no parque automóvel	N	Melhoria da qualidade de vida dos colaboradores	+	Ind	P	4	1	4	NS	EE	Penafiel
	Redução dos danos causados pelo sol aos veículos			+	Ind	P	4	1	4	NS	EE	Penafiel	
	Manutenção e reparação dos equipamentos e dos acessos	Derrame de óleo/combustíveis	E	Contaminação do solo	-	Ind	T	3	3	9	S	S	Ambos
				Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	3	3	9	S	RH	Ambos
				Produção de resíduos de combate ao derrame	-	Ind	T	3	3	9	S	S	Ambos
		Limpeza dos módulos solares	N	Produção de efluente que escorre para o solo	-	Ind	T	2	2	4	NS	S	Ambos

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Exploração	Gestão da vegetação que pode ter implicações na eficiência dos painéis solares (sombreamento)	Remoção/poda da vegetação	N	Perda da vegetação	-	Ind	T	3	3	9	S	FF	Ponte Lima
		Resíduos provenientes da poda da vegetação	N	Produção de resíduos verdes	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ponte Lima
	Recuperação das áreas afetadas	Recuperação natural da vegetação	N	Aumento de vegetação	+	Ind	P	3	1	3	NS	FF	Ponte Lima
Desativação	Desmantelamento dos equipamentos	Remoção dos painéis e suportes	N	Recuperação das condições pré-existentes	+	Dir	P	3	1	3	NS	GM	Ambos
		Arrastamento de terras devido à remoção das estruturas	N	Exposição do solo	-	Ind	P	3	2	6	NS	S	Ambos
		Resíduos provenientes da demolição das estruturas	N	Ocupação de solo	-	Ind	P	4	2	8	NS	S	Ambos
				Poluição do solo	-	Ind	P	4	3	9	S	S	Ambos
		Aumento da movimentação de máquinas, veículos e pessoas	N	Destruição da vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
		Remoção do equipamento	N	Melhoria da paisagem	+	Dir	P	3	1	3	NS	P	Ambos
		Emissão de ruído	N	Poluição sonora	-	Ind	T	3	2	6	NS	R	Ambos
		Cessação de produção de energia por fontes renováveis no fim de vida dos aerogeradores	N	Aumento das emissões de GEE	-	Ind	P	4	3	12	S	QA	Ambos

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Desativação	Transporte dos equipamentos	Degradação da qualidade do ar	N	Poluição atmosférica	-	Ind	T	4	3	12	S	QA	Ambos
				Aumento da emissão de poluentes	-	Ind	T	4	3	12	S	QA	Ambos
		Produção de ruído e vibrações	N	Poluição sonora	-	Ind	T	4	2	8	NS	R	Ambos
				Perturbação das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
	Recuperação das áreas afetadas	Recuperação natural da vegetação	N	Aumento da vegetação	+	Ind	P	3	1	3	NS	FF	Ponte Lima
				Recuperação dos habitats naturais	+	Ind	P	3	1	3	NS	FF	Ponte Lima
Melhoria do espaço biótico				+	Ind	P	3	1	3	NS	FF	Ponte Lima	
Comum para todas as fases	Incêndio	Consumo de água no combate ao incêndio	E	Depleção dos recursos hídricos	-	Ind	T	4	3	12	S	RH	Ambos
		Consumo de produtos químicos (uso dos extintores)	E	Contaminação dos recursos naturais	-	Ind	T	4	3	12	S	S	Ambos
				Poluição atmosférica	-	Ind	P	4	4	16	S	QA	Ambos
		Produção de resíduos no combate ao incêndio	E	Ocupação de solo	-	Ind	T	3	3	9	S	S	Ambos
	Emissões de poluentes associados ao incêndio	E	Poluição da atmosférica	-	Ind	P	4	4	16	S	QA	Ambos	
	Derrame	Vazamento de produtos perigosos	E	Contaminação do solo	-	Ind	T	4	4	16	S	S	Ambos
				Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	3	4	12	S	RH	Ambos
Contaminação atmosférica				-	Ind	P	3	4	12	S	QA	Ambos	

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Comum a todas as fases	Circulação de veículos e pessoas	Derrame de óleo/combustíveis	E	Contaminação do solo	-	Ind	T	4	3	12	S	S	Ambos
				Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	3	3	9	S	RH	Ambos
		Compactação do solo	N	Modificação das condições naturais de infiltração	-	Ind	T	2	2	4	NS	RH	Ambos
		Movimentação de terras e máquinas, que leva à deposição de poeiras na vegetação e nos painéis fotovoltaicos	N	Implicações fitossanitárias	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Mau funcionamento dos painéis	-	Ind	T	3	2	6	NS	C	Ambos
		Produção de ruído e vibrações	N	Poluição sonora	-	Ind	T	4	2	8	NS	R	Ambos
				Perturbação das espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
		Emissão de poluentes	N	Degradação da qualidade do habitat das espécies	-	Ind	T	2	2	4	NS	FF	Ambos
				Poluição atmosférica	-	Ind	P	3	3	9	S	QA	Ambos
		Perturbação da flora e fauna	N	Pisoteio da vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Esmagamento e atropelamento de espécies	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
				Destrução da vegetação	-	Ind	T	3	2	6	NS	FF	Ambos
		Consumo de pneus e acessórios dos veículos	N	Depleção dos recursos naturais	-	Ind	T	2	2	4	NS	S	Ambos
				Poluição do solo	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ambos

Continuação da Tabela 30. Matriz de avaliação dos aspetos e impactos socioambientais associados à implantação de painéis fotovoltaicos em ambos os ateliers [Feito pelo autor]

F.P.	Atividade/Ação	Aspeto socioambiental	Sit	Impacto socioambiental	Dir	Inc	Dur	P/F	G	Significância	Descriptor	Atelier	
Comum a todas as fases	Produção de resíduos e efluentes domésticos	Inadequada gestão de resíduos sólidos	N	Ocupação de solo	-	Ind	T	4	3	12	S	S	Ambos
				Contaminação do solo	-	Ind	T	3	3	9	S	S	Ambos
				Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	3	3	9	S	RH	Ambos
		Descarga de efluentes	N	Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	4	3	12	S	RH	Ambos
		Transporte dos resíduos realizado por entidades certificadas	N	Emissão de poluentes	-	Ind	T	3	2	6	NS	QA	Ambos
	Necessidade de mão-de-obra e terreno	Aluguer e utilização do espaço	N	Estímulo ao desenvolvimento turístico da região	+	Ind	P	3	1	3	NS	EE	Ambos
				Diminuição de espaço para atividades agrícolas	-	Ind	P	4	2	8	NS	S	Ambos
		Criação de postos de trabalho	N	Redução da taxa de desemprego	+	Ind	P	3	1	3	NS	EE	Ambos
				Aumento dos rendimentos	+	Ind	P	2	1	2	NS	EE	Ambos
		Presença dos trabalhadores	N	Aumento da atividade económica	+	Ind	P	3	1	3	NS	EE	Ambos
				Perturbação do quotidiano	-	Ind	P	4	2	8	NS	EE	Ambos
				Aumento de tráfego local	-	Ind	P	3	2	6	NS	EE	Ambos
	Riscos de acidente de trabalho	E	Menor qualidade de vida	-	Ind	T	3	2	6	NS	EE	Ambos	
	Atividades administrativas	Consumo de consumíveis	N	Depleção dos recursos naturais	-	Ind	P	3	2	6	NS	S	Ambos
				Contaminação do solo	-	Ind	T	2	3	6	NS	S	Ambos
				Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	2	3	6	NS	RH	Ambos
		Consumo de energia elétrica	N	Depleção dos recursos naturais	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ambos
		Produção de resíduos de materiais do escritório	N	Ocupação do solo	-	Ind	T	3	2	6	NS	S	Ambos
		Descarte de efluentes domésticos	N	Contaminação dos recursos hídricos	-	Ind	T	4	2	8	NS	RH	Ambos

ANEXO II – SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Nesta secção encontra-se uma pesquisa acerca das principais tecnologias de armazenamento disponíveis no mercado, de acordo com o tipo de armazenamento (mecânico, térmico, elétrico ou químico).

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA MECÂNICA

O armazenamento de energia mecânica pode ser subdividido em duas formas, energia potencial e energia cinética. As tecnologias associadas ao armazenamento de energia potencial são o armazenamento de energia de ar comprimido e o armazenamento de bombeamento hidrelétrico, enquanto que o armazenamento de energia cinética é em volantes de inércia [34].

AR COMPRIMIDO

O armazenamento de ar comprimido, conhecido por *Compressed Air Energy Storage* (CAES), é um sistema de armazenamento mecânico equiparável ao bombeamento hidrelétrico em termos de capacidade de armazenamento, como se pode verificar pela Figura 14. É considerado um sistema de armazenamento de energia potencial devido ao potencial elástico do ar comprimido [39, 40, 91].

O funcionamento de um CAES clássico em períodos de carga ocorre da seguinte forma: em alturas de excesso de energia, esta é usada para ligar um motor que aciona um compressor de ar que tem como função bombear o ar para tanques de armazenamento, onde é depositado sob pressão. Durante o processo, há produção de calor. Neste sistema, o calor é removido através de um refrigerador de ar e libertado na atmosfera. Usualmente, o processo ocorre com pressões entre os 40 e 80 bar e em temperaturas próximas à temperatura ambiente. Por sua vez, o processo de descarga é o seguinte: quando existe necessidade de energia, o ar comprimido é libertado do reservatório. Consequentemente, o reservatório começa a perder o calor, sendo necessário ser aquecido para aumentar a eficiência. Assim sendo, o ar comprimido é misturado com gás natural numa câmara de combustão de modo a acionar a turbina, reconvertendo a energia armazenada em energia elétrica para poder ser fornecida à rede. Usualmente, o reservatório é carregado durante a noite e descarregado durante o dia, em horas de pico de consumo de energia (Figura 49) [34, 42, 91].

O processo CAES clássico apresenta a desvantagem de emitir CO₂ devido ao processo de combustão para fornecer calor durante a fase de descarga. Para contrariar este problema, foram estudados novos sistemas de armazenamento de ar comprimido, o chamado sistema avançado de

armazenamento adiabático de ar comprimido. O calor que no sistema clássico era libertado para a atmosfera durante a fase de compressão, no novo sistema é armazenado num sistema de armazenamento térmico. A vantagem deste sistema é a conversão de energia do ar comprimido em eletricidade sem envolver um processo de combustão [42].

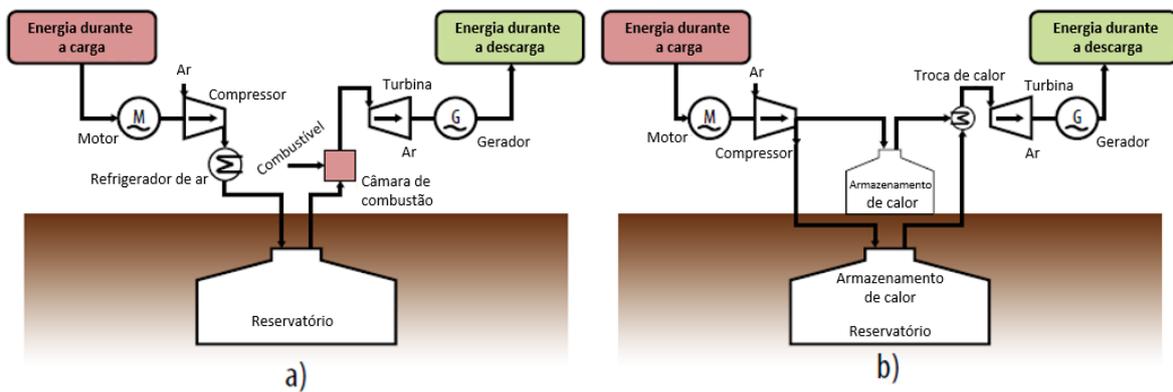


Figura 49. Princípio do armazenamento de ar comprimido, onde (a) corresponde ao sistema CAES clássico e (b) corresponde ao sistema avançado de armazenamento adiabático de ar comprimido. Adaptado de: [42].

O tipo de armazenamento e a quantidade de ar que é possível armazenar afetam o custo dos sistemas CAES. Para armazenamento em grande escala, são necessários reservatórios de ar com grande capacidade. Os reservatórios podem localizar-se à superfície ou em profundidade, sendo que os reservatórios superficiais apresentam um custo inferior aos reservatórios no subsolo, contudo a capacidade de armazenamento e o tempo de descarga são inferiores [34, 42, 91, 92].

Como principais desvantagens deste sistema destacam-se a baixa eficiência, as elevadas dificuldades em implementar a tecnologia, os custos e os impactos ambientais associados [91, 92].

BOMBEAMENTO HIDRELÉTRICO

O armazenamento através de bombeamento hidrelétrico, conhecido por *Pumped Hydroelectric Storage* (PHS), consiste no aproveitamento da energia potencial gravítica da água, armazenada em dois reservatórios localizados a alturas diferentes. Atualmente, este SAE é umas das tecnologias com maior capacidade de armazenamento, o que fornece segurança ao sistema elétrico [91].

O processo de funcionamento encontra-se ilustrado na Figura 50, e é o seguinte: as centrais hidrelétricas possuem turbinas reversíveis que funcionam como bombas. Durante o processo de armazenamento, as turbinas são as responsáveis por impulsionar a água presente no reservatório inferior para o reservatório superior. Usualmente, o período de armazenamento ocorre durante períodos fora de pico ou quando a necessidade de eletricidade é reduzida. Assim a energia que não é utilizada serve para

acionar a turbina. Nos períodos de descarga o fluxo de água é revertido, isto é, o reservatório superior é esvaziado e a água é coletada no tanque inferior, passando pela turbina para gerar eletricidade [34, 39, 42].

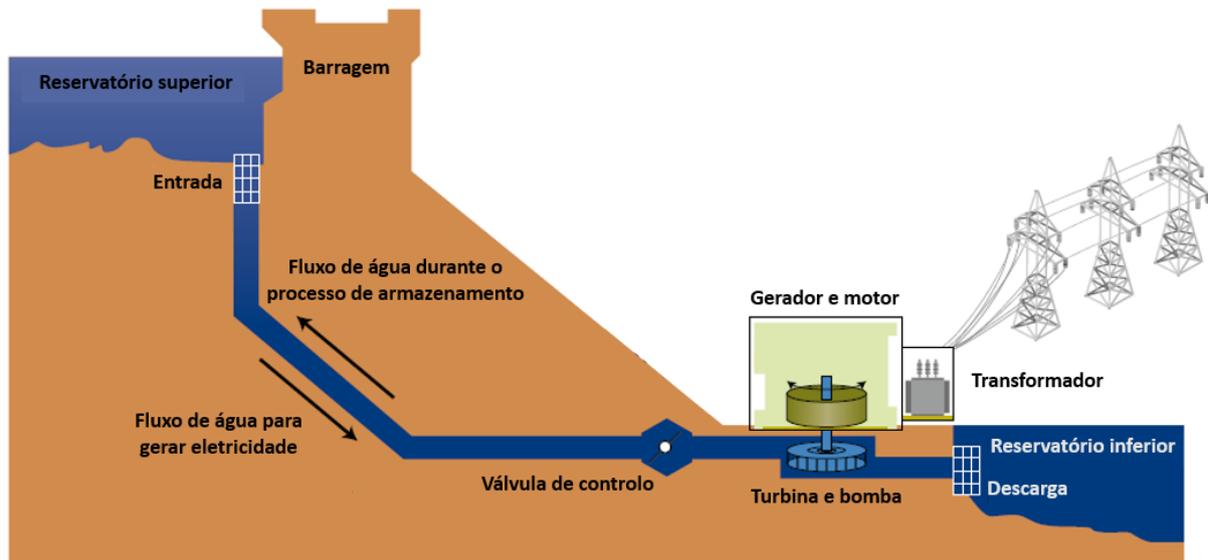


Figura 50. Ilustração do funcionamento do sistema de armazenamento de bombeamento hidrelétrico. Adaptado de: [42].

A capacidade de armazenamento é diretamente proporcional ao volume de água armazenada no reservatório superior e à diferença de altura dos reservatórios. Estes parâmetros são a principal desvantagem desta tecnologia, uma vez que é necessário encontrar locais que se adequem a estes requisitos [42].

VOLANTES DE INÉRCIA

O sistema de armazenamento volantes de inércia, mais conhecido por *flywheels*, armazena a energia sob a forma de energia cinética. Durante o processo de armazenamento, a eletricidade que não é consumida durante as horas de menor demanda alimenta um motor elétrico que gira e faz aumentar a velocidade do volante, convertendo a energia elétrica em energia cinética. No processo de descarga, a energia elétrica é obtida através do mesmo motor, que funciona como um gerador para produzir eletricidade, fazendo o volante perder velocidade e convertendo a energia rotacional de volta em energia elétrica (Figura 51) [34, 39, 40, 91].

Neste caso, o armazenamento de energia varia de acordo com a velocidade a que gira o volante e com a massa deste, sendo que quanto maior o disco, maior a inércia, logo mais energia acumulada. Este tipo de tecnologia é mais usado para situações de elevada potência e curta duração [42, 93].

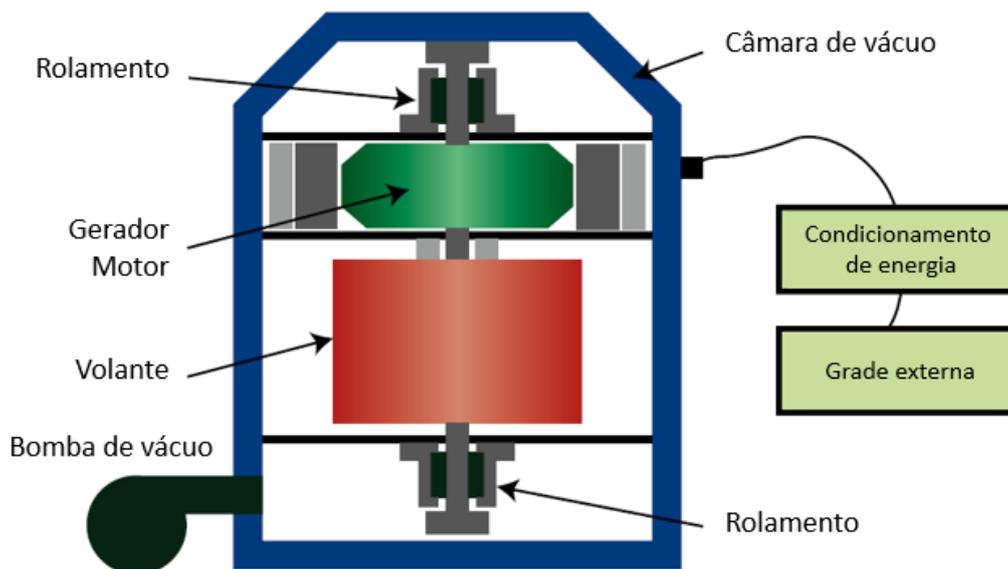


Figura 51. Esquema do sistema de armazenamento volantes de inércia. Adaptado de: [42].

As principais vantagens deste sistema de armazenamento são a resposta rápida, a facilidade de armazenar grandes quantidade de energia, tempo de vida longo, impacto ambiental reduzido e a possibilidade de ciclos de carga e descarga infinitos. Contudo, não podem armazenar energia por longos períodos de tempo devido às perdas por atrito e apresentam baixa densidade energética. As perdas por atrito podem ser reduzidas ao proporcionar uma atmosfera controlada (ou vácuo), porém aumentam o investimento e o custo e necessitam de mais energia para manter o sistema em operação [39, 93].

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O armazenamento de energia elétrica pode ser obtido na forma eletrostática, como é o caso dos capacitores e supercapacitores, ou armazenamento magnético, que inclui armazenamento de energia magnética supercondutora [34].

Um capacitor é um dispositivo que armazena energia acumulando cargas positivas e negativas. Os capacitores possuem dois elétrodos separados por um material isolante chamado dielétrico, usualmente feito de vidro, cerâmica ou filme plástico. Nos capacitores, a energia é armazenada num campo elétrico produzido por cargas opostas, que ocorrem na superfície dos elétrodos quando é aplicada tensão. Comparados às baterias, os capacitores podem ser carregados mais rápido e apresentam maior potencia específica, contudo apresenta uma taxa de auto-descarga elevada e uma menor densidade de energia [34].

Por sua vez, os supercapacitores possuem dois elétrodos de metal com uma superfície de carbono, separados por uma membrana porosa imersa numa solução eletrolítica. A solução eletrolítica funciona

como um isolante eletrônico e um condutor iônico. Em comparação com as baterias, os supercapacitores têm ciclos de vida maiores e densidade de potência mais alta. Deste modo, para situações em que é necessário armazenar muita energia num curto período, eles são ideais. Os supercapacitores apresentam valores de eficiência elevados devido à baixa resistência e tem a vantagem de poder ser carregados e descarregados mais rapidamente que as baterias, devido ao rápido transporte de íões da solução para a superfície do eletrodo [34].

Relativamente aos sistemas de armazenamento de energia magnética, é aplicado um campo magnético gerado dentro de uma bobina supercondutora de forma a armazenar energia elétrica. É um sistema com capacidade de libertar energia rapidamente, apresenta reduzidas perdas de energia e eficiência energética elevada. Além disso, este sistema possui uma tecnologia de potência elevada, contudo é cara e com baixa densidade de energia [34].

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

Os sistemas de armazenamento de energia térmica podem ser divididos em sistemas de baixa temperatura e alta temperatura [34].

O sistema de armazenamento de baixa temperatura usado para produzir eletricidade é o armazenamento de energia criogénica. Trata-se de uma energia em desenvolvimento que utiliza a energia proveniente de fontes renováveis para gerar um fluido criogénico que pode ser empregue numa máquina de calor criogénica para gerar eletricidade [34].

Quanto às tecnologias de armazenamento de energia de alta temperatura, são divididas em calor sensível ou latente. O sistema de armazenamento de calor sensível aplica o aquecimento de meios, como acumuladores de vapor e água quente, rochas quentes, grafite, entre outros, para armazenar energia sem mudança de fase do meio. Quando necessário, o calor é recuperado para produzir vapor de água e acionar o sistema. Os custos de desenvolvimento deste sistema são baixos e a fabricação é simples, o que o torna um método atrativo. Porém, a densidade de energia deste sistema é inferior quando comparado com as restantes tecnologias térmica [34].

O sistema de armazenamento de calor latente utiliza materiais que mudam de fase a alta temperatura para produzir calor, como parafina, metais e sais inorgânico. Perante temperaturas constantes, os sólidos são transformados em líquido durante o armazenamento de energia e regressam ao estado sólido durante a recuperação desta. O calor é transferido através de um fluido de transferência de calor, para posteriormente ser usado para produzir energia [34].

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA QUÍMICA

O armazenamento de energia química pode ser dividido em energia eletroquímica e termoquímica. Ao armazenamento de energia eletroquímica estão associadas as baterias convencionais (como chumbo-ácido e íão de lítio) e as baterias de fluxo (como zinco-bromo e vanádio redox). Quando às opções de armazenamento termoquímico, estão associadas tecnologias como hidrogénio [34].

POWER-TO-GAS (P2G)

De forma geral, o armazenamento de energia *Power-to-Gas* consiste na conversão de energia elétrica em energia química. A eletricidade produzida através das fontes renováveis é convertida em hidrogénio (H₂) através do processo de eletrólise da água. O H₂ produzido é armazenado em tanques de pressão, podendo ser injetado na rede de gás natural. Em períodos de necessidade, o processo pode ser reconvertido, transformando o H₂ de volta em eletricidade, através de uma célula de combustível ou um motor de combustão responsáveis por fazer essa conversão. Para além de usar o H₂ na rede elétrica, este também pode ser usado como combustível para transportes ou para produção de metano. A Figura 52 é uma ilustração do conceito do processo *Power-to-Gas*, onde estão identificadas algumas das aplicações associadas a este sistema [36, 37].

O processo de P2G apresenta algumas vantagens quando comparado com outras formas de armazenamento de energia, destacando o facto de o hidrogénio poder ser usado em vários setores, como redes de energia elétrica, redes de gás natural, combustível para transportes, e ainda pode ser transportado através da rede de gás natural existente. Para além disso, enquanto o custo associado às baterias aumenta consoante a quantidade de energia armazenada, o custo do P2G é independente desta variação. Outro fator a favor dos sistemas P2G é a possibilidade de desenvolvimento desta tecnologia, que poderá ter um impacto muito positivo na economia e no ambiente, uma vez que se trata de uma boa alternativa para armazenar a energia excedente com emissões quase zero de GEE e baixos níveis de ruído [36, 37].

Ao analisar a Figura 14, é possível verificar que a tecnologia P2G apresenta maior duração e capacidade de armazenamento. Os sistemas de armazenamento por ar comprimido e por bombeamento hidrelétrico são semelhantes a este, contudo o P2G apresenta a vantagem de poder utilizar a rede de gás natural existente, bem como as referidas anteriormente [36].

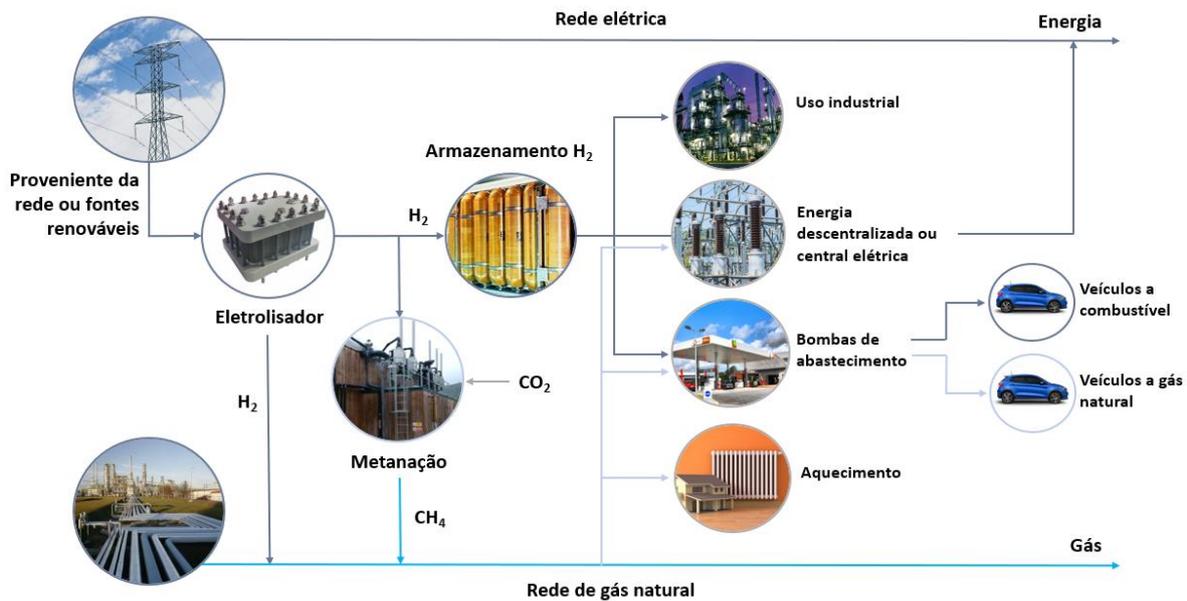


Figura 52. Ilustração das aplicações do processo *Power-to-Gas*. Adaptado de: [36].

Apesar das vantagens referidas, esta tecnologia apresenta uma possível consequência negativa associada ao fornecimento de energia renovável. Com o desenvolvimento desta tecnologia, a energia proveniente de fontes renováveis pode não ser suficiente para cobrir o processo de eletrólise. Ou seja, se a energia utilizada para a eletrólise for gerada a partir de combustíveis fósseis, o processo leva a emissões de GEE e deixa de ser sustentável. De forma a garantir que o processo é amigo do ambiente, é necessário usar quase 100% de energia renovável na produção de H_2 . Isso é possível se a eletricidade da rede for usada com um certificado de que as fontes de energia renováveis cobrem quase 100% da produção, ou se a eletricidade vier das próprias fontes de energia renováveis, como parques eólicos e fotovoltaicos [36].

BATERIAS

As baterias são dispositivos capazes de converter a energia química em energia elétrica e vice-versa, por meio de reações químicas. A capacidade usada numa bateria, também denominada profundidade de descarga, pode afetar a vida operacional da mesma e é expressa em potência (geralmente em kW ou MW). A performance, o desempenho, o custo e a vida útil das baterias podem ser afetados pela temperatura ambiente, pelo serviço e condições ao qual são submetidas. A vida operacional da bateria é medida em ciclos ou em anos e corresponde ao número de vezes (ciclos) que esta pode ser carregada e descarregada sem afetar o seu desempenho [38, 42].

Existem diversos tipos de baterias, que se diferenciam no grau de desenvolvimento da tecnologia, eficiência, capacidade de armazenamento, custos de investimento, vida útil, destacando as baterias de chumbo-ácido, de íão lítio ou de níquel-cádmio [34, 40].

Os pontos positivos desta tecnologia de armazenamento são o facto de apresentar baixas emissões prejudiciais para o ambiente, emitir pouco ruído, necessitar de reduzida manutenção, a rapidez de resposta e facilidade de instalação [38, 42].

- BATERIAS DE IÃO LÍTIO

Existe uma variedade de baterias de lítio que se diferenciam de acordo com o tipo de eléctrodo negativo (ânodo) e o tipo de eletrólito. Estas baterias trocam o íão de lítio entre o ânodo e o cátodo, que usualmente são feitos de grafite e óxido de metal de lítio, respetivamente. As combinações mais usadas encontram-se representadas na Tabela 31 [42].

Em comparação com outros tipos de baterias, as baterias de íão de lítio apresentam vantagens nomeadamente alta energia específica, densidade de energia e potência elevada, alta taxa e capacidade de descarga de energia, grande eficiência de ida e volta, vida útil longa e baixa taxa de auto-descarga. Como inconveniente destaca-se a libertação de oxigénio pelas reações químicas quando os cátodos de óxido metálico de lítio superaquecem, o que leva a problemas relacionados com a estabilidade térmica e segurança da bateria. Esta libertação pode levar ao incêndio da bateria, que não precisa de ser necessariamente acionado pelo problema referido, dependendo também de condições externas (condições térmicas, por exemplo). De forma a contornar esta situação, o sistema inclui gerenciamento térmico e processos de monitorização [42].

A vida útil destas baterias varia de acordo com o projeto da bateria e com as condições de operação, mas pode variar de 500 a 20000 ciclos completos. A temperatura de operação do sistema, para além de afetar o desempenho e a segurança, também afeta o ciclo de vida da bateria. A temperatura ideal de operação de modo a aumentar o desempenho de vida da bateria ronda os 20-30 °C. Temperaturas superiores aceleram o envelhecimento da bateria e diminuem a vida útil, o que quer dizer que os locais quentes geralmente necessitam de ser resfriados. As temperaturas extremamente inferiores podem causar perdas de energia [42].

Tabela 31. Comparação das propriedades, vantagens e desvantagens dos vários tipos de baterias de lítio. Adaptado de: [42]

Tipos de baterias	Óxido de lítio níquel manganês cobalto	Óxido de lítio manganês	Lítio níquel cobalto alumínio	Fosfato de lítio e ferro	Titanato de lítio
Cátodo	$\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_{1-x-y}\text{O}_2$	LiMn_2O_4	LiNiCoAlO_2	LiFePO_4	Variável
Ânodo	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$
Segurança					
Densidade de potência					
Densidade de energia					
Custo das células					
Tempo de vida útil					
Performance do sistema					
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Boa combinação de propriedades; - Pode ser adaptado para altas potências ou energias - Pode operar a altas tensões - Perfil térmico estável 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduzido custo devido à abundância do manganês - Estabilidade térmica muito boa - Capacidade de potência muito boa 	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidade energética muito boa - Capacidade de potência boa - Bom ciclo de vida em sistemas recentes - Longa vida útil de armazenamento 	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilidade térmica muito boa - Ciclo de vida muito bom - Capacidade de energia muito boa - Custos reduzidos 	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilidade térmica muito boa - Ciclo de vida longo - Capacidade de descarga elevada
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Problemas de patentes em alguns países 	<ul style="list-style-type: none"> - Para algumas aplicações, ciclo de vida insuficiente - Baixo desempenho de energia 	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilidade térmica de carga moderada que pode reduzir a segurança - Perda de capacidade à temperatura entre 40-70 °C 	<ul style="list-style-type: none"> - Densidade energética baixa devido à menor voltagem células 	<ul style="list-style-type: none"> - Custo elevado do titânio - Tensão das células reduzida - Densidade energética reduzida

- BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO

As baterias de chumbo-ácido apresentam uma boa relação custo-desempenho para uma ampla variedade de aplicações, no entanto têm a desvantagem de o chumbo ser um material com bastantes restrições devido à sua toxicidade. Apesar disso, são baterias fáceis de reciclar. Ultimamente, têm sido empregues na implantação de energias renováveis, especialmente em sistemas domésticos. Existem

dois tipos de baterias de chumbo-ácido: baterias de chumbo-ácido inundadas e baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula [42].

As baterias de chumbo-ácido inundadas utilizam ácido sulfúrico líquido como eletrólito, um eletrodo positivo feito de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo feito de uma estrutura de superfície porosa à base de chumbo metálico. Na fase de descarga, ocorre a conversão do eletrodo em sulfato de chumbo, ao mesmo tempo que diminui a concentração de ácido sulfúrico, ficando principalmente composto por água. Na fase de carga, a direção da reação é oposta, fazendo com que os eletrodos voltem ao estado original. Devido ao processo de gaseificação durante o processo de carregamento, a bateria de chumbo-ácido inundada perde água, que precisa de ser substituída [42].

As baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula foram desenvolvidas de modo a evitar a perda de eletrólito, sendo que a válvula regula a pressão máxima da célula, ventilando quando esta atinge uma pressão específica. Ao manter a pressão interna a níveis adequados, a liberação de pressão auxilia na recombinação de oxigênio e hidrogênio na água, permitindo a difusão ao aumentar o tempo de retenção do gás. A estratificação do ácido é evitada através do uso de um gel que imobiliza o eletrólito. Esta bateria geralmente é mais cara quando comparada com a anterior, contudo apresenta a vantagem de ter uma vida mais longa sem manutenção devido à sua ação autorreguladora [42].

- BATERIAS DE FLUXO

Nos últimos anos, as baterias de fluxo têm sido foco de pesquisa devido à sua adaptação a aplicações em grande escala [42].

Existe uma variedade de baterias de fluxo, sendo que estas se diferenciam das baterias recarregáveis convencionais pela razão de que os materiais eletroativos não são armazenados no eletrodo, mas sim dissolvidos em soluções eletrolíticas que são armazenadas em tanques (um no lado no ânodo e outro no lado do cátodo separados por uma pilha de células regenerativas). Durante o processo, os eletrólitos são bombeados dos tanques para as pilhas, onde ocorrem reações eletroquímicas reversíveis durante a carga e descarga do sistema [42].

As baterias de fluxo redox são caracterizadas pela presença de materiais eletroativos dissolvidos em eletrólitos no estado líquido. A designação redox provém dos termos redução (ganho de elétrons) e oxidação (perda de elétrons), termos estes usados para descrever a reação eletroquímica típica dos sistemas de baterias. Uma das baterias de fluxo redox mais desenvolvida e estudada é o sistema vanádio-redox [42].

As baterias de vanádio-redox envolvem reações redox na célula, alimentadas por materiais iônicos de vanádio ativo dos tanques, resultando na transferência de elétrons no circuito. As reações neste sistema invertem durante os processos de carga e descarga. Estes sistemas operam a temperaturas entre os 10 °C e os 40 °C [42].

ANEXO III – FICHA TÉCNICA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Harvest the Sunshine

Mono

465W MBB Half-Cell Module
JAM72S20 440-465/MR/1000V Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the module offers the advantages of higher power output, better temperature-dependant performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



■ JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems

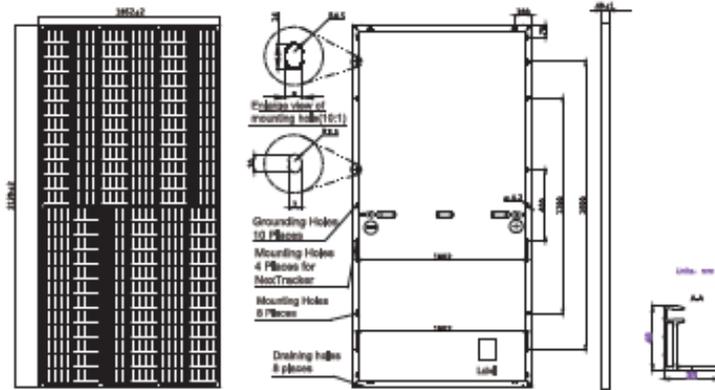


JA SOLAR

www.jasolar.com
Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.
Shanghai JA Solar Technology Co., Ltd.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	25,0kgs±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4 QC4.10
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -440/MR/1000V	JAM72S20 -445/MR/1000V	JAM72S20 -450/MR/1000V	JAM72S20 -455/MR/1000V	JAM72S20 -460/MR/1000V	JAM72S20 -465/MR/1000V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,40	49,56	49,70	49,85	50,01	50,15
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40,90	41,21	41,52	41,82	42,13	42,43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,28	11,32	11,36	11,41	11,45	11,49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,76	10,80	10,84	10,88	10,92	10,96
Module Efficiency [%]	19,7	20,0	20,2	20,4	20,6	20,8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,2725%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,3505%/°C					

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1,5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. Measurement tolerance at STC: Pmax ±0.3%, Voc ±0.2% and Isc ±0.4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20-440 MR/1000V	JAM72S20-445 MR/1000V	JAM72S20-450 MR/1000V	JAM72S20-455 MR/1000V	JAM72S20-460 MR/1000V	JAM72S20-465 MR/1000V
Rated Max Power(Pmax) [W]	333	336	340	344	348	352
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,40	46,65	46,90	47,15	47,38	47,61
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,70	38,95	39,19	39,44	39,68	39,90
Short Circuit Current(Isc) [A]	9,16	9,20	9,25	9,29	9,33	9,38
Max Power Current(Imp) [A]	8,60	8,64	8,68	8,72	8,76	8,81

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G

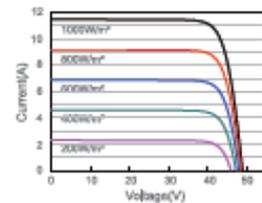
*For NextTracker installations Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.

OPERATING CONDITIONS

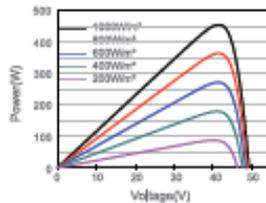
Maximum System Voltage	1000V DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load,Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II

CHARACTERISTICS

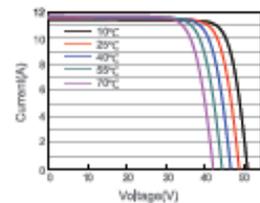
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR/1000V



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR/1000V



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR/1000V



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200530A

ANEXO IV – FICHAS TÉCNICAS DOS INVERSORES

SUN2000-100KTL-M1
Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



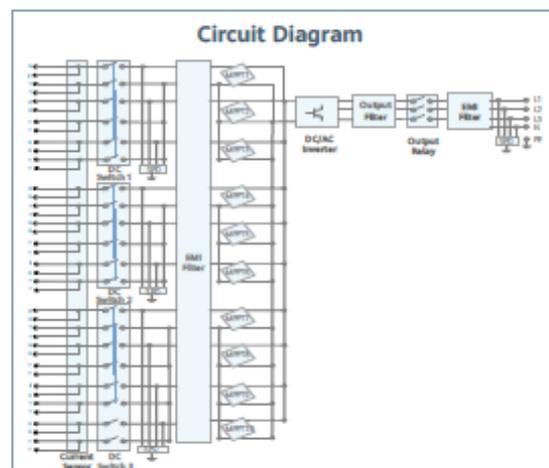
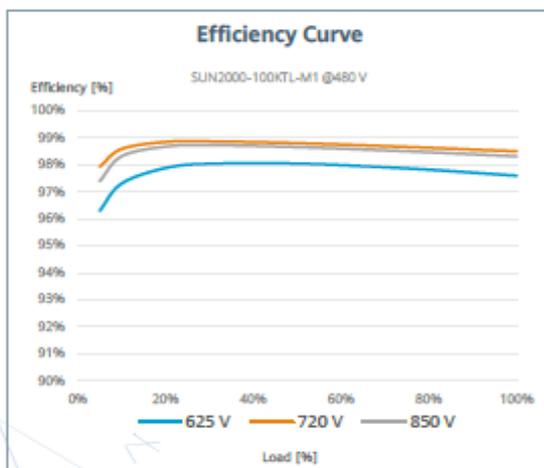
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
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	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. Input number per MPP tracker	2
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 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
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED Indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

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.

SUN2000-60KTL-M0

Inversor string inteligente



6
MPPTs



98.9% (@480V)
Max. Eficiência



Gerenciamento no
nível de String



Suporte para
Diagnóstico Inteligente
de Curva I-V



Monitoramento
integrado de corrente
residual



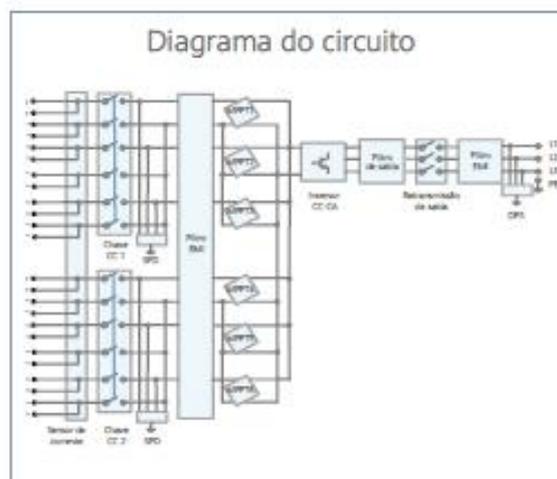
Design
Livre de Fusíveis



DPS para
CC & CA



Proteção
IP65



Especificações Técnicas

Eficiência	
Eficiência máxima	98.9% @480 V, 98.7% @380 V / 400 V
Eficiência europeia	98.7% @480 V, 98.5% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensão máxima de entrada	1,100 V
Corrente máx. por MPPT	22 A
Corrente de curto-circuito máx. por MPPT	30 A
Tensão de início	200 V
Faixa de tensão operacional do MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensão nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @380 Vac / 400 Vac
Número de entradas	12
Número de MPP Trackers	6
Saída	
Potência ativa nominal (CA)	60,000 W
Potência aparente máxima (CA)	66,000 VA
Potência ativa CA máxima (cosφ=1)	66,000 W
Tensão nominal de saída	480 V/ 400 V/ 380 V, 3F+(N)+PE
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente nominal de saída	72.2 A @480 V, 86.7 A @400 V, 91.2 A @380 V
Corrente de saída máxima	79.4 A @480 V, 95.3 A @400 V, 100 A @380 V
Faixa de ajuste do Fator de potência	0.8 LG ... 0.8 LD
Distorção harmônica total máxima	< 3%
Proteção	
Dispositivo de desconexão lateral de entrada	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim
Proteção de polaridade CC reversa	Sim
Monitoramento de falha de string de matriz FV	Sim
DPS CC	Classe II
DPS CA	Classe II
Deteção de resistência de isolamento CC	Sim
Unidade de monitoramento de corrente residual	Sim
Comunicação	
Visor	Indicadores de LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sim
RS485	Sim
MBUS	Sim
Geral	
Dimensões (L x A x P)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Peso (com placa de montagem)	74 kg (163.1 lb.)
Intervalo de temperatura operacional	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Método de resfriamento	Convecção natural
Altitude máx. de operação	4,000 m (13,123 ft.)
Umidade relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Helios H4
Conector CA	Conector PG Impermeável + Terminal OT
Grau de proteção	IP65
Topologia	Sem transformador
Conformidade com padrões (Outros disponíveis conforme solicitação)	
Certificações	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116