

Sistema de Energia Híbrido da ilha Graciosa: Estudo da sua Expansão

JOSÉ MANUEL MOREIRA DE JESUS

outubro de 2023

SISTEMA DE ENERGIA HÍBRIDO DA ILHA GRACIOSA: ESTUDO DA SUA EXPANSÃO

José Manuel Moreira de Jesus



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de
TEDSEE – Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas
Elétricos de Energia

Candidato: José Manuel Moreira de Jesus, Nº 1060839, 1060839@isep.ipp.pt
Orientação científica: Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: CapWatt S.A.



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Dedicado a toda a minha família, amigos, professores e colegas de curso.

Agradecimentos

A realização desta dissertação marca o culminar de todo um percurso académico. Portanto, gostaria de expressar os meus mais sinceros agradecimentos às pessoas que me acompanharam durante a sua realização.

Em primeiro lugar, não poderia deixar de expressar um muito sincero e sentido obrigado á minha família e pessoas mais próximas por me proporcionarem todas as condições para a conclusão desta etapa, por todos os incentivos que me deram para continuar este percurso, por compreenderem a minha ausência em diversos momentos devido aos estudos e por estarem sempre presentes nos bons e maus momentos.

Á minha orientadora do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Professora Doutora Teresa Nogueira, por toda a disponibilidade e acompanhamento ao longo do desenvolvimento desta dissertação.

Á empresa CapWatt S.A. pela cooperação, logo no início, nesta dissertação, fornecendo apoio e contactos necessários que permitiram a elaboração deste trabalho. Um agradecimento especial ao Eng.º Jorge Vilhena, Eng.º Rui Vilhena e Eng.º Hugo Figueiras, por toda a transmissão de conhecimento acerca do sistema de energia híbrido da ilha Graciosa, contribuindo assim para o sucesso da dissertação.

Ao Eng.º Duarte Silva, *Plant Manager* da empresa Gracióllica, pelo seu contributo, com a transmissão de conhecimentos e esclarecimentos prestados sobre a central híbrida da ilha Graciosa.

Por último e não menos importante, aos meus colegas do ISEP, pela amizade, espírito de ajuda e camaradagem, no decorrer dos dois anos do mestrado. Um especial agradecimento aos meus colegas Cláudio Sousa, Vitor Taboada, Fernando Barbosa, André Ferreira, Rui Marques, Nuno Silva, Pedro Morim e Alexandre Mota, sem vocês certamente não era a mesma coisa.

A todos vós, o meu sincero agradecimento!

Resumo

Esta dissertação, descreve o estado da arte das energias renováveis em Portugal Continental e Ilhas, no panorama geral do sistema electroprodutor português, através da análise da evolução da potência instalada e produção de energia elétrica, pelo *mix* de energias renováveis. São abordados temas como o impacto socioeconómico e ambiental da descarbonização, a inércia do sistema electroprodutor baseado em renováveis, colocando em causa a segurança no abastecimento de energia, assim como qual o futuro energético nacional, através da análise do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) e do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030).

Conduziram-se estudos de análise às tecnologias renováveis, com foco nas energias solar fotovoltaica e eólica, sistemas de armazenamento, biomassa e hidrogénio verde, que posteriormente foram utilizadas para realizar simulações nos casos de estudo. Foi também abordada a temática dos sistemas híbridos e isolados, fazendo uma pequena caracterização e explicação do seu funcionamento.

Os casos de estudo e suas simulações foram feitos para o sistema electroprodutor da ilha Graciosa, nomeadamente ao sistema híbrido da Graciólica, sendo caracterizado o perfil de consumo da ilha Graciosa e a importância do sistema inteligente de gestão de energia, desenvolvido pela Greensmith. São realizados cinco casos de estudo, com o auxílio dos *softwares* de simulação PVsyst e Homer Pro. O primeiro caso de estudo explora o caso atual da ilha Graciosa, em que temos o sistema híbrido renovável da Graciólica a alimentar a ilha em cerca de 60%, sendo o restante 40% suportado pela central termoelétrica alimentada por combustíveis fósseis. Os restantes 4 casos de estudo abordam possíveis formas de expansão do sistema híbrido da Graciólica, de forma a alimentar o consumo da ilha apenas com fontes de energia renovável, nomeadamente solar fotovoltaico, eólico e biomassa, com o auxílio de tecnologias como baterias de lítio e hidrogénio verde, de modo a satisfazer a totalidade da carga da ilha e garantir a emissão zero de gases para a atmosfera até 2050.

Palavras-Chave: Armazenamento, biomassa, energias renováveis, eólica, fotovoltaico, hidrogénio, híbrido, Homer Pro, ilha Graciosa, PVsyst.

Abstract

This master thesis presents the renewable energies state of the art in mainland Portugal and on the islands, from the general overview of the Portuguese electricity system and through the analysis of the evolution of installed power and electricity production on the energy mix. Some topics are discussed, such as the socio-economic and environmental impact of decarbonization, the inertia of the electricity generation system based on renewables, and the security of supply, as well as the national energy future, through the analysis of the Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050 (RNC2050) and the National Energy and Climate Plan 2030 (PNEC2030).

We base the study on analyzing renewable technologies, focusing on solar photovoltaic and wind energy, storage systems, biomass, and green hydrogen. These are applied to perform simulations in the case studies. The hybrid and isolated systems themes are addressed, providing a small characterization and explanation of their function.

The case studies and their simulations were made for the Graciosa Island electricity generation system, namely the Graciolica hybrid system, characterizing the consumption profile of the Island and the importance of the intelligent energy management system developed by Greensmith. Five case studies were carried out with the help of PVSyst and Homer Pro simulation software. The first case study explores the current case of Graciosa Island, in which Gracióllica's renewable hybrid system feeds the Island in about 60%, with the remaining 40% supported by the thermoelectric plant powered by fossil fuels. The remaining 4 case studies address possible ways of expanding Graciollica's hybrid system in order to feed the Island's consumption only with renewable energy sources, namely solar photovoltaic, wind, and biomass, with the help of technologies such as lithium batteries and green hydrogen, to satisfy the entire load of the Island and ensure zero gas emissions to the atmosphere by 2050.

Keywords: *biomass, Graciosa Island, Homer Pro, hybrid, hydrogen, photovoltaic, PVSyst, renewable energies, storage, wind.*

Índice

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
SIGLAS E ACRÓNIMOS.....	XIV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	3
1.4. CALENDARIZAÇÃO	4
2. PANORAMA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR EM PORTUGAL	5
2.1. IMPACTO SOCIOECONÓMICO E AMBIENTAL DA DESCARBONIZAÇÃO	5
2.2. INÉRCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS	6
2.3. SEGURANÇA NO ABASTECIMENTO	7
2.4. O FUTURO ENERGÉTICO NACIONAL.....	11
2.4.1 PLANO NACIONAL DE ENERGIA E CLIMA 2030	11
2.4.2 ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050	13
2.5. CARATERIZAÇÃO ENERGÉTICA	16
2.6. POTÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL INSTALADA EM PORTUGAL	18
2.7. POTÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL INSTALADA NO ARQUIPÉLAGO DOS AÇORES E DA MADEIRA....	19
2.8. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL CONTINENTAL	20
2.9. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL NO ARQUIPÉLAGO DOS AÇORES E DA MADEIRA	21
2.10. ANÁLISE COMPARATIVA	22
3. CARATERIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA RENOVÁVEL E SISTEMAS HÍBRIDOS ISOLADOS.....	23
3.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	23
3.2. ENERGIA EÓLICA.....	26
3.3. ENERGIA DA BIOMASSA	29
3.4. HIDROGÉNIO	31
3.5. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	34
3.6. SISTEMAS HÍBRIDOS E ISOLADOS	37
3.6.1 CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS HÍBRIDOS	37
3.6.2 FUNCIONAMENTO HÍBRIDO OTIMIZADO.....	39
3.6.3 CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	41
3.7. ANÁLISE SUMATIVA.....	43

4.	CASO DE ESTUDO: CARACTERIZAÇÃO ENERGÉTICA DA ILHA GRACIOSA.....	45
4.1.	CARATERIZAÇÃO DO LOCAL – ILHA GRACIOSA	45
4.2.	ORIGEM DO PROJETO DA GRACÍOLICA	47
4.3.	SISTEMA INTELIGENTE DE GESTÃO DE ENERGIA.....	49
4.4.	CONSUMO DA ILHA GRACIOSA.....	51
4.5.	CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO ATUAL	53
4.5.1	CENTRAL EÓLICA.....	53
4.5.2	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA	58
4.5.3	CENTRAL DE ARMAZENAMENTO.....	60
4.5.4	CENTRAL TERMOELÉTRICA.....	64
4.6.	PENETRAÇÃO DAS RENOVÁVEIS.....	67
4.7.	QUALIDADE E CONTINUIDADE DE SERVIÇO	69
4.8.	GESTÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO	73
4.9.	ANÁLISE SINTÉTICA	75
5.	CASO DE ESTUDO: SIMULAÇÕES.....	79
5.1.	SOFTWARES PARA SIMULAÇÃO	79
5.1.1	HOMER PRO	79
5.1.2	PVSYST.....	80
5.2.	ILHA GRACIOSA: CASO ATUAL	81
5.2.1	SIMULAÇÃO DA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA NO SOFTWARE PVSYST	81
5.2.2	SIMULAÇÃO CASO HÍBRIDO ATUAL NO SOFTWARE HOMER PRO	86
5.3.	ILHA GRACIOSA: CASO 100% ENERGIA RENOVÁVEL COM SOLAR, EÓLICO E BATERIAS.....	96
5.4.	ILHA GRACIOSA: CONSTRUÇÃO DE UMA CENTRAL DE BIOMASSA	100
5.5.	ILHA GRACIOSA: CONSTRUÇÃO DE UMA CENTRAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE	106
5.6.	ILHA GRACIOSA: CASO SOLAR, EÓLICO, BATERIAS, BIOMASSA E HIDROGÉNIO VERDE.....	114
5.7.	ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS	116
6.	CONCLUSÃO.....	125
6.1.	ANÁLISE CONCLUSIVA	125
6.2.	PERSPETIVAS FUTURAS	127
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	129

Índice de Figuras

FIGURA 1 - POTÊNCIA MÉDIA POR FONTE DE ENERGIA [3].....	8
FIGURA 2 - CAPACIDADE INSTALADA EM 2021 E METAS PARA 2030 [10].....	12
FIGURA 3 - NARRATIVA GLOBAL DE NEUTRALIDADE CARBÓNICA ATÉ 2050 [6]	13
FIGURA 4 - EMISSÕES DE GEE POR SETOR ATÉ 2050 [6]	15
FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA, ATÉ 2050 [6].....	15
FIGURA 6 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DO SETOR ELECTROPRODUTOR [6]	16
FIGURA 7 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA, RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL (2013-2022) [12]	17
FIGURA 8 - EVOLUÇÃO DA SATISFAÇÃO DO CONSUMO (2013-2022) [12].....	17
FIGURA 9 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DE ENERGIA RENOVÁVEL, EM PORTUGAL (1990 A 2022) [11]	18
FIGURA 10 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DE ENERGIA RENOVÁVEL, ARQUIPÉLAGO DOS AÇORES (1990 A 2022) [11]..	19
FIGURA 11 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DE ENERGIA RENOVÁVEL, ARQUIPÉLAGO DA MADEIRA (1990 A 2022) [11] ..	20
FIGURA 12 - BALANÇO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE DE PORTUGAL CONTINENTAL (2022) [15]	20
FIGURA 13 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO ELÉTRICA EM PORTUGAL CONTINENTAL (2000 A 2022) [15]	21
FIGURA 14 - BALANÇO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE NA NOS AÇORES (ESQ.) E DA MADEIRA (DIR.) [15].....	22
FIGURA 15 - TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR [18]	24
FIGURA 16 - (A) TEEH, (B) TEEV [26]	27
FIGURA 17 - ESQUEMA DOS ELETROLISADORES AEL, PEM, SOE E AEM [41]	33
FIGURA 18 - ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ACUMULADA NO MUNDO (2015-2030) [47].....	36
FIGURA 19 - PERFIS COMPLEMENTARES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E EÓLICA [55]	38
FIGURA 20 - ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REDE DE TRANSPORTE [68].....	46
FIGURA 21 - MAPA COMA LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA REDE MT DA ILHA GRACIOSA [68]	46
FIGURA 22 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA HÍBRIDO DA GRACIOSA (CAPTURA DE ECRÃ DO GEMS)	50
FIGURA 23 - PERFIL DE CONSUMO DA ILHA DE 01/01/2020 A 31/12/2022	52
FIGURA 24 - DIAGRAMAS DE CARGA DA GRACIOSA PARA AS 4 ESTAÇÕES DO ANO DE 2022 [68].....	52
FIGURA 25 - LOCALIZAÇÃO DOS ATIVOS DO SISTEMA HÍBRIDO [63]	53
FIGURA 26 - FOTOGRAFIA CAPTADA POR DRONE, COM OS 5 AEROGERADORES DA ILHA GRACIOSA	54
FIGURA 27 - DIAGRAMA ELÉTRICO SIMPLIFICADO DE UM AEROGERADOR ENERCON [81].....	55
FIGURA 28 - CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR E-44, DA ENERCON [79]	56
FIGURA 29 - PRODUÇÃO EÓLICA NO MÊS DE DEZEMBRO DE 2022, NO GEMS	57
FIGURA 30 - PRODUÇÃO EÓLICA EM 21/12/2022, NO GEMS	57
FIGURA 31 - VELOCIDADE DO VENTO (M/s) DE 2020 A 2022, NO GEMS.....	57
FIGURA 32 - FOTOGRAFIA CAPTADA POR DRONE, DO PARQUE SOLAR INSTALADO NA ILHA GRACIOSA.....	58
FIGURA 33 - PRODUÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO MÊS DE JUNHO DE 2022	60
FIGURA 34 - PRODUÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM 21/06/2022.....	60
FIGURA 35 - CARACTERÍSTICAS DA VIDA ÚTIL DA BATERIA (CARGA/ DESCARGA 4C) [84]	62

FIGURA 36 - ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA CENTRAL TERMOELÉTRICA DA GRACIOSA [68]	65
FIGURA 37 - FOTOGRAFIA DA CENTRAL TERMOELÉTRICA DA GRACIOSA	66
FIGURA 38 - PRODUÇÃO CENTRAL TERMOELÉTRICA NOS MESES DE AGOSTO E DEZEMBRO DE 2022.....	67
FIGURA 39 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ILHA GRACIOSA	68
FIGURA 40 - CONSUMO E PENETRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS	68
FIGURA 41 - EVOLUÇÃO DA TENSÃO AQUANDO DA TRANSIÇÃO PARA O SISTEMA HÍBRIDO [71]	70
FIGURA 42 - EVOLUÇÃO DA FREQUÊNCIA AQUANDO DA TRANSIÇÃO PARA O SISTEMA HÍBRIDO [71]	71
FIGURA 43 - FREQUÊNCIA E TENSÃO MEDIDAS CONFORME EN 50160 [64].....	71
FIGURA 44 - ESPECTRO HARMÓNICO DAS TENSÕES REGISTADO DE 6 A 12 DE AGOSTO DE 2018 (PRÉ-GRACIÓLICA) [71]	72
FIGURA 45 - ESPECTRO HARMÓNICO DAS TENSÕES REGISTADO DE 5 A 11 DE AGOSTO DE 2019 (PÓS-GRACIÓLICA) [71].....	72
FIGURA 46 - CONTRIBUIÇÃO DA ENERGIA RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL, NA ILHA GRACIOSA	77
FIGURA 47 - DEFINIÇÃO DA FORMA DE INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS, INCLINAÇÃO E AZIMUTE, NO PVSyst, CASO ATUAL	82
FIGURA 48 - DEFINIÇÃO DE MÓDULOS, INVERSORES E CONFIGURAÇÕES, NO PVSyst.....	83
FIGURA 49 - DESENHO 3D DA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA ATUAL, NO PVSyst	84
FIGURA 50 - ANÁLISE DE SOMBREAMENTO, NO PVSyst	84
FIGURA 51 - CARGA ELÉTRICA DA ILHA GRACIOSA, NO SOFTWARE HOMER PRO.....	86
FIGURA 52 - CONFIGURAÇÃO DO RECURSO SOLAR, NO HOMER PRO	87
FIGURA 53 - CONFIGURAÇÃO DO RECURSO EÓLICO, NO HOMER PRO	88
FIGURA 54 - ARQUITETURA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR ATUAL DA ILHA GRACIOSA, HOMER PRO	90
FIGURA 55 - PRODUÇÃO ELÉTRICA MENSAL, POR TECNOLOGIA, HOMER PRO, CASO ATUAL	95
FIGURA 56 - ARQUITETURA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR SOLAR+EÓLICO+BATERIAS, HOMER PRO	97
FIGURA 57 - IMPLANTAÇÃO PVSyst, 17,08 MWp	99
FIGURA 58 - CONFIGURAÇÃO DO RECURSO BIOMASSA, NO HOMER PRO	102
FIGURA 59 - ARQUITETURA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR SOLAR+EÓLICO+BATERIAS+BIOMASSA, HOMER PRO	103
FIGURA 60 - IMPLANTAÇÃO PVSyst, 6,34 MWp	104
FIGURA 61 - TANQUES DE RECOLHA DE ÁGUA DA CHUVA, JUNTO À CENTRAL EÓLICA DA GRACIÓLICA	106
FIGURA 62 - CURVA DE COMBUSTÍVEL E RENDIMENTO DEFINIDA PARA A CÉLULA DE COMBUSTÍVEL.....	108
FIGURA 63 - ARQUITETURA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR SOLAR+EÓLICO+BATERIAS+H ₂ VERDE, HOMER PRO	109
FIGURA 64 - ESQUEMA SIMPLIFICADO DA CENTRAL DE HIDROGÉNIO, OBTIDO ATRAVÉS DO HyJack [111]	109
FIGURA 65 - IMPLANTAÇÃO PVSyst, 8,59 MWp	111
FIGURA 66 - ARQUITETURA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR SOLAR+EÓLICO+BATERIAS+BIOMASSA+H ₂ , HOMER PRO.....	114
FIGURA 67 - CASOS DE ESTUDO: RESULTADOS ECONÓMICOS, NO HOMER PRO	120
FIGURA 68 - CUSTOS UNITÁRIOS POR TECNOLOGIA (20 ANOS)	122

Índice de Tabelas

TABELA 1 - CALENDARIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	4
TABELA 2 - HISTÓRICO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR PORTUGUÊS (2012 A 2022) [7] [13]	18
TABELA 3 - COMPARAÇÃO ENTRE O CONTINENTE E AS ILHAS, NAS FONTES DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	22
TABELA 4 – CUSTO DE INVESTIMENTO (€/W) DAS FER E TECNOLOGIAS ASSOCIADAS [5]	44
TABELA 5 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO AEROGERADOR ENERCON E-44 [66] [79] [80]	55
TABELA 6 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES [82]	59
TABELA 7 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [83]	59
TABELA 8 - RESUMO DO CONSUMO E CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO ANUAL POR FONTE	76
TABELA 9 - DADOS METEOROLÓGICOS OBTIDOS PELO PVSyst	81
TABELA 10 - CARACTERÍSTICAS DA BATERIA E INVERSOR, HOMER PRO	89
TABELA 11 - DEFINIÇÃO E CARACTERÍSTICAS DOS GERADORES A GASÓLEO DA CENTRAL TERMOELÉTRICA, HOMER PRO	90
TABELA 12 - CUSTOS DE CAPEX E O&M DO SISTEMA HÍBRIDO ATUAL	91
TABELA 13 - COMPARAÇÃO RESULTADOS: HOMER PRO VERSUS GEMS/SREA, CASO ATUAL	94
TABELA 14 - CUSTOS DE CAPEX, O&M E GASÓLEO (SIMULAÇÃO VENCEDORA), HOMER PRO	95
TABELA 15 - COE E HORAS DE OPERAÇÃO, POR TECNOLOGIA/EQUIPAMENTO, HOMER PRO, CASO ATUAL	96
TABELA 16 - RESUMO RESULTADOS HOMER PRO, CASO SOLAR+EÓLICO+BATERIAS	100
TABELA 17 - CUSTOS DE CAPEX E O&M DO SISTEMA HÍBRIDO SOLAR+ EÓLICO+BATERIAS, HOMER PRO	100
TABELA 18 - RESUMO RESULTADOS HOMER PRO, CASO SOLAR+EÓLICO+BATERIAS+BIOMASSA	105
TABELA 19 - CUSTOS DE CAPEX E O&M DO SISTEMA HÍBRIDO SOLAR+EÓLICO+BATERIAS+BIOMASSA, HOMER PRO	105
TABELA 20 - RESUMO RESULTADOS HOMER PRO, CASO SOLAR+ EÓLICO+BATERIAS+H ₂	112
TABELA 21 - CUSTOS DE CAPEX E O&M DO SISTEMA HÍBRIDO SOLAR+EÓLICO+BATERIAS+H ₂ , HOMER PRO	113
TABELA 22 - RESUMO RESULTADOS HOMER PRO, CASO SOLAR+EÓLICO+BIOMASSA+BATERIAS+H ₂	115
TABELA 23 - CUSTOS DE CAPEX E O&M DO SISTEMA HÍBRIDO SOLAR+EÓLICO+BIOMASSA+BATERIAS+H ₂ , HOMER PRO	116
TABELA 24 - RESUMO DOS CASOS DE ESTUDO, NO HOMER PRO	117
TABELA 25 - COMPARAÇÃO ENERGIA PRODUZIDA NO SOLAR FOTOVOLTAICO, PVSyst VS HOMER PRO	123

Siglas e Acrónimos

AC	– Corrente Alternada (<i>Alternating Current</i>)
AEL	– Eletrolisador alcalino (<i>Alkaline Electrolysis</i>)
AEM	– Eletrolisador de membrana de troca aniões (<i>Anion Exchange Membrane</i>)
BT	– Baixa Tensão
CAPEX	– Capital Investido (<i>Capital Expenditure</i>)
CO ₂	– Dióxido de Carbono (molécula)
COE	– Custo da Energia (<i>Cost Of Energy</i>)
DC	– Corrente Contínua (<i>Direct Current</i>)
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
DST	– Descarregadores de Sobreensão
EDA	– Eletricidade dos Açores, S.A.
EMS	– Sistema de Gestão de Energia (<i>Energy Management System</i>)
ERSE	– Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	– Fonte de Energia Renovável
FV	– Fotovoltaico
GEE	– Gases de Efeito de Estufa
GEMS	– Sistema de Gestão de Energia da Greensmith (<i>Greensmith Energy Management System</i>)
H ₂	– Hidrogénio
H ₂ O	– Água (molécula)
HOMER	– <i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (software)</i>
ICP	– Índice de Cobertura Probabilístico
INESC TEC	– Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência
LOLE	– <i>Loss of Load Expectation</i>
LTO	– Óxido de Titânio de Lítio (<i>Lithium Titanium Oxide</i>)
MEE-SEE	– Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
MPPA	– <i>Master Power Purchase Agreement</i>
MPPT	– <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	– Média Tensão
NPC	– <i>Net Present Cost</i>

O ₂	– Oxigénio (molécula)
O&M	– Operação e Manutenção
ORD	– Operador de Rede de Distribuição
P2X	– <i>Power-to-X</i>
PCH	– Pequena Central Hídrica
PEM	– Eletrolisador membrana de troca de protões(<i>Proton Exchange Membrane Electrolysis</i>)
PIB	– Produto Interno Bruto
PLC	– Controlador Lógico Programável (<i>Programmable Logic Controller</i>)
PNEC2030	– Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030
PPA	– <i>Power Purchase Agreement</i>
PR	– Índice de Performance (<i>Performance Ratio</i>)
PTEDE	– Preparação para Dissertação/Estágio
REN	– Redes Energéticas Nacionais
RESP	– Rede Elétrica de Serviço Público
RMSA-E 2022	– Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040, de outubro de 2022
RNC2050	– Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RND	– Rede Nacional de Distribuição
RNT	– Rede Nacional de Transporte
RQS	– Regulamento de Qualidade de Serviço
RSU	– Resíduos Sólidos Urbanos
RSSPTS	– Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento
SCADA	– Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
SEN	– Sistema Elétrico Nacional
SOC	– Estado de Carga (<i>State Of Charge</i>)
SOE	– Eletrolisador de Óxido Sólido (<i>Solid Oxide Electrolysis</i>)
STC	– Condições de Referência (<i>Standard Test Conditions</i>)
TEEH	– Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TEEV	– Turbina Eólica de Eixo Vertical
TLP	– <i>Tension Leg Platform</i>

1. INTRODUÇÃO

A presente dissertação, foi realizada no âmbito da unidade curricular de Dissertação/Estágio (TEDSEE), relativa ao 2º semestre do 2º ano curricular do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia (MEE-SEE).

Este capítulo inicial, apresenta de forma sucinta uma contextualização do relatório, fornecendo uma visão global ao tema em estudo. Apresentam-se ainda os objetivos definidos para a dissertação e a organização do documento.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

No cenário atual de crise energética mundial, tem-se assistido nos últimos anos a uma mudança de paradigma na forma como se produz e consome energia. É cada vez mais importante procurar sistemas alternativos com Fonte de Energia Renovável (FER) que contribuam de forma muito significativa para a valorização energética dos seus recursos naturais e mitiguem a procura de energia de origem fóssil. Com a combinação de energias renováveis como a solar fotovoltaica, eólica e biomassa, complementada com sistemas de armazenamento a baterias e hidrogénio verde, é proporcionada uma maior eficiência no sistema electroprodutor, bem como um maior equilíbrio no fornecimento de energia.

Em sistemas electroprodutores isolados, como é o caso da ilha Graciosa, a crescente produção de energia eléctrica através de energias renováveis como a energia eólica e fotovoltaica, apresenta um grande desafio para a segurança e fiabilidade do sistema, devido à sua intermitência, variabilidade e possível diminuição da inércia do sistema, podendo colocar em causa a segurança no abastecimento de energia. Ao atingir uma elevada capacidade de penetração de energias renováveis, poder-se-á tornar necessário limitar a produção de energia renovável.

A Ilha Graciosa, com o intuito de promover uma transição energética sustentável, eliminar as emissões de dióxido de carbono e reduzir a dependência de combustível fóssil importado, colocou-se na vanguarda da tecnologia com a implementação de um sistema híbrido, baseado em fontes de energias renováveis, que alimenta cerca de 60% do consumo da ilha.

A ilha Graciosa, localizada no arquipélago dos Açores, possui um sistema híbrido de energia, que consiste num parque eólico de 4,5 MW, uma central fotovoltaica de 1 MW e um sistema de armazenamento a baterias de 7,4 MVA/3,2 MWh. É um sistema alternativo e inovador estabelecido no arquipélago dos Açores, que contribui fortemente para a valorização energética dos seus recursos naturais e, acima de tudo, permite minimizar a produção de energia elétrica pela central termoelétrica da ilha que utiliza a queima de combustíveis fósseis.

A dissertação, terá como objeto explorar o sistema híbrido de energia implementado na ilha Graciosa e fazer uma análise técnico-económica da sua expansão de modo a suprir as necessidades energéticas de toda a ilha e garantir a neutralidade carbónica até 2050.

1.2. OBJETIVOS

A dissertação, terá como finalidade fazer um estudo ao sistema de energia híbrido implementado na ilha Graciosa, nos Açores, tendo como foco, os seguintes objetivos:

- Levantamento do estado da arte, sobre o panorama das energias renováveis em Portugal Continental e ilhas. Estudo da energia solar fotovoltaica, eólica, biomassa, hidrogénio verde e sistemas de armazenamento e o seu funcionamento em sistemas híbridos;
- Análise ao sistema híbrido com armazenamento implementado na Ilha Graciosa;
- Verificação dos indicadores de qualidade e continuidade de serviço prestada a clientes antes e após a entrada em operação do projeto;
- Análise á gestão, operação e manutenção do sistema híbrido;

- Realização de estudo técnico-económico para uma possível expansão da central híbrida da Gracióllica, através das tecnologias existentes, de forma a aumentar a penetração de energia renovável e mitigar a queima dos combustíveis fósseis da central termoelétrica;
- Realização de casos de estudo técnico-económicos para uma possível expansão da central híbrida da Gracióllica, através da utilização de outras tecnologias como a construção de uma central de biomassa ou construção de uma central de produção de hidrogénio verde, alimentada através da energia renovável desperdiçada da central híbrida, devido a *curtailment*.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

A presente dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos e pelas respetivas referências bibliográficas. Os próximos pontos enumeram um sucinto resumo do que foi abordado em cada um dos capítulos:

O primeiro capítulo é dedicado a uma breve introdução ao tema, onde é feita uma breve contextualização da dissertação e seus objetivos.

No segundo capítulo, é realizada uma revisão da literatura existente que servirá de base para a realização dos casos de estudo propostos, abordando o tema da transição energética, que já está a acontecer através das energias renováveis. É realizada uma caracterização energética de Portugal Continental e ilhas, nomeadamente a evolução da potência instalada e produção de energia elétrica através das energias renováveis. É analisado o impacto das FER no sistema electroprodutor. Também é feita uma visão geral acerca do possível futuro energético nacional, mediante as políticas energéticas estabelecidas no PNEC2030 e RNC2050.

No terceiro capítulo é abordada a literatura sobre as tecnologias de produção de energia renovável utilizadas, nomeadamente a solar fotovoltaica, eólica e a biomassa que quando conjugadas com produção de hidrogénio verde e sistemas de armazenamento podem tornar o sistema híbrido mais otimizado.

No quarto capítulo, sobre o estudo de caso, é feita uma caracterização e constituição do sistema híbrido implementado na ilha Graciosa, incluindo uma explicação do seu funcionamento.

No quinto capítulo, são realizados vários casos de estudo, nomeadamente ao caso atual em que o sistema híbrido da ilha Graciosa alimenta cerca de 60% do seu consumo, assim como outros casos de estudo para uma possível expansão da central híbrida de forma a aumentar a penetração de energia renovável e mitigar a queima dos combustíveis fósseis da central termoeletrica, tornando a ilha alimentada a 100% por FER. Os casos de estudo, vão desde a utilização de tecnologias já existentes no sistema híbrido, como a energia solar fotovoltaica, eólica e armazenamento através de baterias de lítio, assim como a construção de uma central de biomassa e central de produção de hidrogénio verde alimentada através da energia renovável desperdiçada da central híbrida devido a *curtailment*.

Por fim, vem o sexto capítulo, onde são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido e perspectivas para estudos futuros.

1.4. CALENDARIZAÇÃO

Na **Tabela 1**, pode-se ver a calendarização da dissertação, com o período temporal dedicado a cada capítulo.

Tabela 1 - Calendarização da dissertação

Capítulos	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set
Capítulo 1	■	■								
Capítulo 2		■	■	■						■
Capítulo 3			■	■	■					■
Capítulo 4				■	■	■	■	■	■	■
Capítulo 5							■	■	■	■
Capítulo 6										■

2. PANORAMA DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR EM PORTUGAL

2.1. IMPACTO SOCIOECONÓMICO E AMBIENTAL DA DESCARBONIZAÇÃO

Os significativos progressos científicos na área das energias renováveis, tornaram-nas viáveis do ponto de vista tecnológico, economicamente atrativas e capazes de satisfazer as necessidades energéticas a uma escala global.

O investimento no setor renovável, tem contribuído significativamente para a criação de postos de trabalho qualificados (diretos e indiretos) e para o reforço da coesão territorial. No final do ano de 2022 estima-se que o setor renovável empregava (diretos e indiretos) cerca de 77 mil pessoas [1]. A incorporação das FER contribuiu com 2,2 % para o Produto Interno Bruto (PIB) nacional em 2022, sendo a eólica a tecnologia que possui uma influência maior. Estima-se que a incorporação das FER tenha contribuído, entre 2016 e 2022, com 3 889 M€ para a Segurança Social, 1 715 M€ para o IRC, 115 M€ para a Derrama Municipal, 3 221 M€ para o IRS e 3 780 M€ para o IVA [1].

Entre janeiro e dezembro de 2022, as energias renováveis evitaram [2]:

- 4 531 M€, em gás natural importado;
- 8,0 MtCO_{2eq}, em emissões de CO₂;
- 557 M€, em licenças de CO₂;
- 1 053 M€, em eletricidade importada.

Estes valores baseiam-se no pressuposto de que, na ausência de renováveis, a produção seria assegurada primeiramente pelo gás natural, seguido do recurso a importações [2].

2.2. INÉRCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Até muito recentemente, o Sistema Elétrico Nacional (SEN) era composto maioritariamente por centrais térmicas e hídricas que possuíam múltiplos geradores em rotação, sincronizados com a rede a 50Hz, tornando o sistema elétrico bastante fiável e estável. Estas centrais possibilitavam a entrega de uma energia mais despachável, salvaguardando assim a capacidade do SEN em manter a frequência dentro de limites aceitáveis face a desequilíbrios, quer do lado da produção quer do lado do consumo. A variação da frequência depende da inércia do sistema, que era garantida pelas máquinas síncronas, que devido à sua grande massa possuem uma elevada capacidade de armazenar energia cinética e como consequência uma constante de inércia elevada [3].

Com o aumento da penetração das FER no sistema electroprodutor português, teme-se que haja uma diminuição da inércia do sistema e a consequente perda de fiabilidade. Ao contrário do que acontece com os geradores tradicionais, em que os seus terminais estão ligados diretamente à rede e a energia cinética armazenada nas suas massas girantes é automaticamente trocada com a rede em situação de desequilíbrio, as FER são ligadas à rede através de inversores constituídos por conversores de potência eletrónicos que desacoplam mais rápido os geradores da rede, o que implica que haja uma diminuição da quantidade de inércia disponível no sistema [3]. A volatilidade da frequência pode levar à violação dos limites de segurança de frequência e causar deslastre de cargas, podendo resultar num apagão em grandes áreas da rede. Por este motivo, estudam-se soluções de emulação de inércia sintética (transferência de energia da rede para os equipamentos e vice-versa) através de tecnologias de armazenamento, pás de turbinas eólicas, etc e pela resposta rápida de cargas, contribuindo estas soluções para a manutenção da segurança operacional do sistema elétrico [3].

2.3. SEGURANÇA NO ABASTECIMENTO

A elevada incorporação de consumo de energia elétrica produzida através das FER, pode resultar numa fragilidade na potência despachável do sistema electroprodutor, originando vários desafios, tanto para a segurança operacional, como para o abastecimento do SEN. No entanto, a existência de uma dependência energética de gás natural, também provoca uma enorme insegurança, quer no abastecimento, como no preço da energia, como estamos a constatar com o conflito bélico entre a Ucrânia e a Federação Russa. Perante esta situação, criou-se uma aceleração das políticas energéticas já estabelecidas em Portugal, acelerando a descarbonização e impulsionando o processo de transição energética [3].

Tradicionalmente, o SEN, era composto por uma elevada potência instalada de centrais térmicas e hidroelétricas (com recurso a bombagem) que asseguravam o equilíbrio entre a produção e o consumo. Atualmente, com a desativação das centrais térmicas a carvão de Sines e Pego em 2021, e com a previsão da desativação das centrais térmicas a gás natural até 2040 [4] [5] [6], o SEN, ficará mais suscetível às variações sazonais e intermitência das FER, devido à não controlabilidade dos recursos primários, como o vento e o sol. O crescente aumento de produção de energia renovável variável acarreta novos desafios para a segurança operacional do sistema elétrico, uma vez que a sua gestão fica condicionada à disponibilidade destes recursos. Assim, torna-se cada vez mais crucial conhecer, a todo o momento, a disponibilidade de cada recurso renovável, de forma a ir ao encontro das necessidades do consumo.

A produção de energia elétrica através de FER descentralizadas, sejam elas individuais ou em comunidades de energia, combinada com a digitalização dos sistemas, terão um papel fundamental tanto no consumo como na produção de energia, trazendo benefícios para os intervenientes, podendo fornecer serviços ao sistema, contribuindo assim, para a segurança do sistema elétrico [3].

Atualmente, a energia produzida pelas grandes hídricas é um dos principais fatores da segurança do sistema elétrico em Portugal, devido à sua capacidade de armazenamento. Contudo, em anos de seca extrema, como no ano de 2022, em que houve restrições na gestão das bacias hidrográficas, a produção foi bastante inferior comparada a anos anteriores (ver **Figura 1**), o que levou a que a importação chegasse aos 18%, tratando-se da percentagem mais elevada desde 2008 [3] [7].

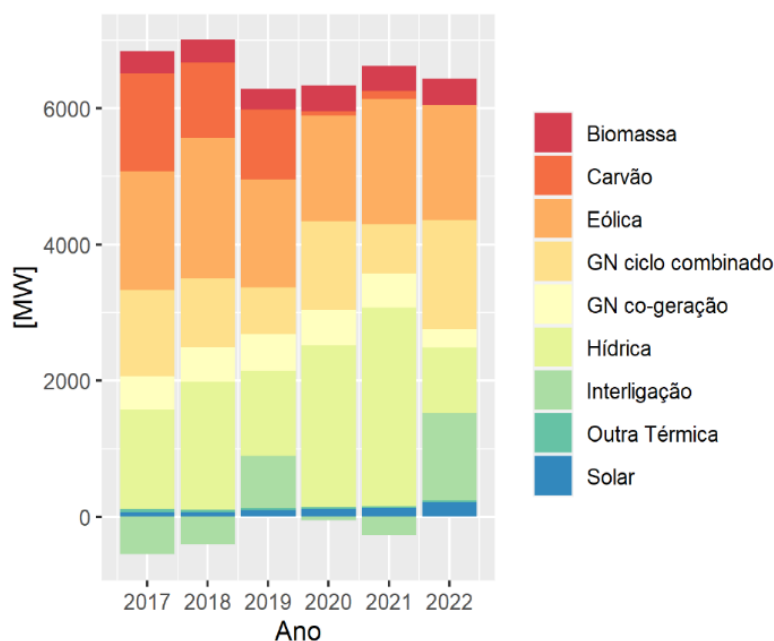


Figura 1 - Potência média por fonte de energia [3]

Segundo o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022) de outubro de 2022, elaborado pela DGEG e REN, com a desativação das centrais térmicas de Sines e Pego, podemos estar perante uma potencial falta de adequabilidade da capacidade instalada para os potenciais consumos. No entanto, com a entrada em serviço dos novos aproveitamentos hidroelétricos da bacia do Tâmega, nomeadamente, as centrais hídricas de Gouvães (2022), Daivões (2022) e Alto Tâmega (2024), com uma potência instalada de 880 MW, 114 MW e 160 MW, respetivamente [4], ficaremos menos dependentes da capacidade de importar eletricidade de Espanha, para salvaguardar a segurança de abastecimento do SEN.

O relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022), no que respeita à evolução da oferta do SEN, definiu três cenários, sendo eles o cenário Conservador, cenário de Ambição e cenário de Teste de Stress. Os cenários foram realizados através de informação disponível de centrais em serviço, capacidade licenciada e em fase de licenciamento, assim como pressupostos baseados no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030), Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) entre outros. Para a elaboração destes cenários, entram as ofertas de energia produzida pelas grandes térmicas, grandes hídricas, produção a partir de outras FER, quer sejam centralizadas ou descentralizadas, cogeração e armazenamento de eletricidade. É relevante salientar que na componente da oferta da grande térmica, considerou-se [4]:

- nos cenários Conservador e Ambição - o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029, de acordo com Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC2030);
- no cenário Teste de *Stress* - o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024, de acordo com a data de término do respetivo contrato de aquisição de energia.

De acordo com o estabelecido no ponto 5 do artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8], no SEN devem existir pelo menos dois centros electroprodutores ligados à Rede Nacional de Transporte (RNT) com capacidade de arranque autónomo. Atualmente, em Portugal, este serviço é garantido por duas centrais elétricas: a central hídrica de Castelo do Bode e a central térmica de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro [4]. Desta forma, aquando do descomissionamento da central térmica de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro, quer seja em 2024 ou 2029, é necessário proceder-se à sua substituição.

A desativação das centrais a carvão de Sines e do Pego em 2021 conjugado com a indisponibilidade de um grupo da central de Lares entre 1 de janeiro e 30 de abril de 2023, faz com que o ano de 2023 seja considerado como “Estádio de Rutura”, com um Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0 e LOLE superior a 5 horas/ano. Para piorar, caso as condições hidrológicas sejam de seca, os resultados serão mais gravosos [4].

Para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2023, os estudos apontam para uma necessidade de aumentar a capacidade entre 600 MW e 1050 MW, em função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos) [4].

Enquanto a linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV não estiver em serviço, o Sistema Electroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN terá de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver de determinar à referida produção, em função das condições de rede e do SEN em concreto [4].

Com a desclassificação da central a carvão de Sines (1 180 MW), ocorrida em janeiro de 2021, acentuam-se os trânsitos norte-sul, nomeadamente perante situações de elevada produção a norte e ausência ou reduzida produção na zona sul. Para continuar a assegurar as condições de segurança de operação da rede é importante o reforço da RNT a norte da Grande Lisboa com a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, para além do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique – Tavira [4].

O forte crescimento perspectivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada à RNT e à Rede Nacional de Distribuição (RND) exige um grande esforço em novos reforços de rede. O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia [4].

No cenário de ambição, a partir de 2030, o ICP aponta para valores inferiores a 1, não garantindo o cumprimento dos atuais padrões de segurança de abastecimento, motivado pela falta de capacidade de base, devido à [4]:

- integração da nova capacidade no sistema ser baseada exclusivamente em FER variável;
- desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro (990 MW) no final de 2029;
- desclassificação de capacidade a gás entre 2030 e 2040 (1 320 MW), ficando em 2040 apenas 1 520 MW nos grupos de ciclo combinado a gás.

Em caso de necessidade, para garantir a segurança de abastecimento do SEN, deverão ser ativadas algumas medidas mitigadoras, como solicitar a ativação de um programa de apoio ao operador do sistema espanhol, reduzir o consumo dos industriais que tenham contratualizado este mecanismo e a execução de deslastres pontuais de consumos não prioritários [4].

NOTA: ICP - Quociente entre a potência total disponível e a ponta de consumo (menor dos valores mensais em cada ano).

2.4. O FUTURO ENERGÉTICO NACIONAL

O futuro energético nacional, certamente passará, cada vez mais, pela utilização dos recursos energéticos endógenos de Portugal, como a água, o vento, a biomassa, o sol e a geotérmica. Combustíveis como o petróleo, o carvão e o gás natural têm de ser importados, com elevados custos para o país. Assim sendo, para assegurar um abastecimento contínuo de energia, ser competitivo e sustentável ambientalmente, Portugal apostou na utilização dos seus recursos endógenos para produção de eletricidade. Desta forma, tem-se um elevado impacto positivo na redução da dependência energética do nosso país [9].

A produção de energia através de FER, permitirá uma redução do custo com as licenças de emissão de CO₂, uma maior segurança social, geração de emprego e contribuição para o PIB [9].

Em termos de políticas públicas neste domínio, o país tem um Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) e um Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030).

2.4.1 PLANO NACIONAL DE ENERGIA E CLIMA 2030

O acordo de Paris, realizado em 2015, estabeleceu objetivos de longo prazo de contenção do aumento da temperatura média global a um máximo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, com o compromisso por parte da comunidade internacional de prosseguir todos os esforços para que esse aumento não ultrapasse 1,5°C. Este acordo, representa assim uma mudança de paradigma na implementação da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, para o esforço global de redução de emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE) [5].

O Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030), é um instrumento de política nacional decisivo para a definição das linhas estratégicas para a próxima década rumo à neutralidade carbónica, estando necessariamente alinhado com as visões e narrativas definidas no Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050).

A transição energética em Portugal passará indiscutivelmente pelo setor da eletricidade, devido à disponibilidade de recursos endógenos renováveis e pela existência de um sistema elétrico fiável e seguro capaz de lidar com a variabilidade que a forte aposta nas renováveis for introduzindo. A aposta para o horizonte 2030 para o setor electroprodutor

passa, sobretudo, pela energia solar e, embora com menor expressão, pela energia eólica, como se pode ver na **Figura 2**. Os gases renováveis, em particular o hidrogénio e o biometano, apresentam potencial para desempenhar um papel importante para potenciar a descarbonização de setores da economia que atualmente dispõem de poucas opções tecnológicas alternativas [5].

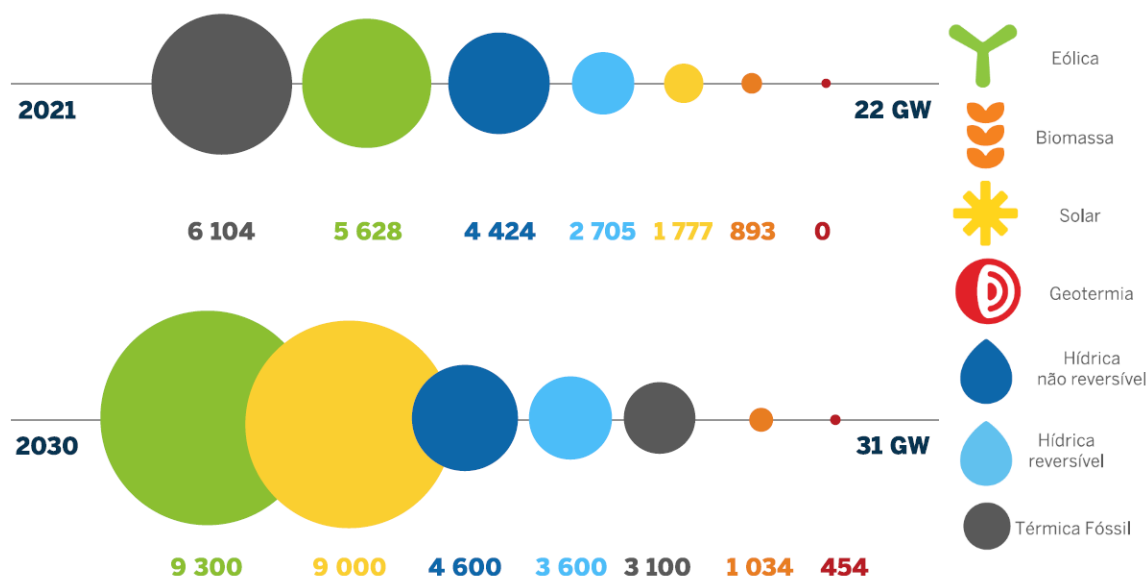


Figura 2 - Capacidade instalada em 2021 e metas para 2030 [10]

Com um sistema electroprodutor de base fortemente renovável, o PNEC2030 pretende promover e reforçar a utilização de eletricidade nos diferentes setores de atividade e da economia, com particular enfoque no setor dos transportes, mas também na indústria e nos setores residencial e dos serviços [5]. A visão é a de um sistema elétrico fortemente descarbonizado, descentralizado e digitalizado, com enfoque no consumidor/produtor de energia enquanto participante ativo no sistema e que assegure níveis adequados de qualidade de serviço e segurança de abastecimento [5].

O PNEC2030 apresenta uma visão de curto-médio prazo, onde se define nomeadamente como meta para 2030 [5]:

- Reduzir entre 45% e 55% as emissões de GEE comparativamente a 2005 (de destacar as metas de 70% no setor dos serviços, 35% no residencial, 40% nos transportes, 11% na agricultura e 30% nos resíduos e águas residuais);
- Reduzir 35 % do consumo de energia primária com vista a uma melhor eficiência energética;

- Aumentar a contribuição das Energias Renováveis em 47% no consumo final bruto de energia e aumento de 20% no setor dos transportes;
- Aumentar as interligações elétricas com a Europa em 15%;
- Aumentar até 80% da eletricidade consumida através de origem renovável, sendo cerca de 22% para a hídrica, 31% para a eólica e 27% para a solar;
- Reduzir em 65% a dependência energética;
- Aumentar a capacidade renovável no setor electroprodutor em +15 GW.

2.4.2 ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050

Em 2016, na Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica até 2050. Para a concretização deste objetivo foi aprovado, em 2019, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) que estabeleceu a visão para os principais vetores de descarbonização em todos os setores da economia, as opções de políticas e medidas e a trajetória de redução de emissões para atingir este fim, nos vários cenários de desenvolvimento socioeconómico [6].

Na **Figura 3**, pode-se ver a narrativa global de neutralidade carbónica desde 2015 (data do acordo de Paris) até 2050.

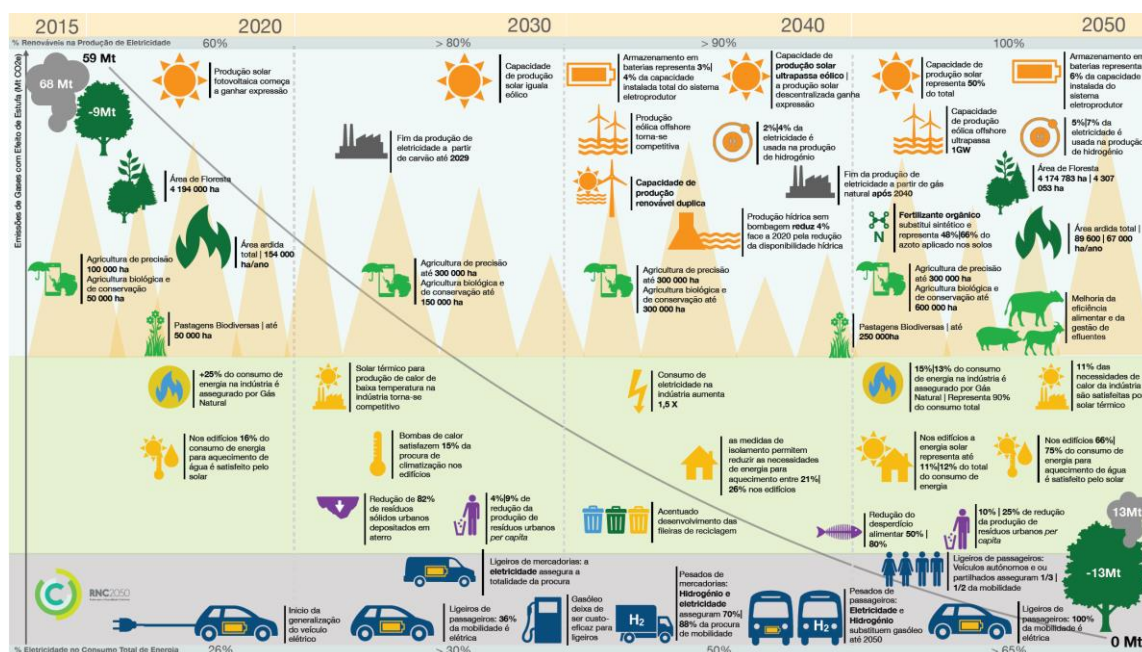


Figura 3 - Narrativa global de neutralidade carbónica até 2050 [6]

Atingir a neutralidade carbónica em Portugal implica a redução de emissões de GEE entre 85% e 90% até 2050 e a compensação das restantes emissões através do uso do solo e

florestas, a alcançar através de uma trajetória de redução de emissões entre 45% e 55% até 2030, e entre 65% e 75% até 2040, em relação a 2005 [6].

O sistema energético contempla de forma integrada a produção de energia, transporte, distribuição e o consumo de energia final nos diferentes setores (indústria, transportes, residencial e serviços e agricultura).

A contribuição setorial para a trajetória de redução de emissões de GEE até 2050 abrange 7 setores, nomeadamente [6]:

- Produção de eletricidade: reduzirá 99% das emissões de GEE face a 2005, através de um forte acréscimo da energia eólica e fotovoltaica;
- Setor dos transportes: reduzirá 98% das emissões de GEE face a 2005, através do reforço do sistema de transportes públicos e na substituição dos atuais veículos a combustão fóssil, por elétricos, tendo aqui o uso do hidrogénio e de biocombustíveis um papel importante;
- Setor da indústria: redução global de emissões de cerca de 73%. Sendo que reduzirá cerca de 80% nas emissões de queima de combustíveis, através da eletrificação, aumentos de eficiência e uso de biomassa e 60% nas emissões que resultam de processos industriais;
- Setor da Agricultura e Solos Agrícolas: redução entre 9% a 30% das emissões que têm origem na produção animal, no entanto, considerando as emissões da agricultura com a dos solos agrícola e pastagens, o potencial eleva-se para reduções de emissões de 40% a 60%;
- Setor Residencial e Serviços: redução superior a 96%, face a 2005, devido a uma eletrificação quase total dos consumos de energia, eficiência energética através do reforço do isolamento dos edifícios, do recurso a solar térmico e de bombas de calor;
- Setor dos Resíduos: redução de cerca de 75%, face a 2005, através do aumento da circularidade da economia, da eliminação de resíduos orgânicos em aterro e da redução das produções per capita de resíduos total e orgânico.

Na **Figura 4**, pode-se constatar visualmente as emissões de GEE, por setor, desde 2005 até 2050. O setor da Energia, Transportes e Indústria têm desde 2005 até ao presente, um peso bastante superior aos restantes setores, no entanto, em 2050 representarão uma parte bastante diminuta, quase nula em emissões de GEE. No sistema energético, o setor da

Energia é o que apresenta maior potencial para a redução das emissões de GEE na década 2020-2030, sendo que a descarbonização dos setores Transportes, Residencial e Serviços será mais intensa na década 2030-2040. O setor da Indústria e da agricultura, serão descarbonizados de forma mais lenta até 2050.

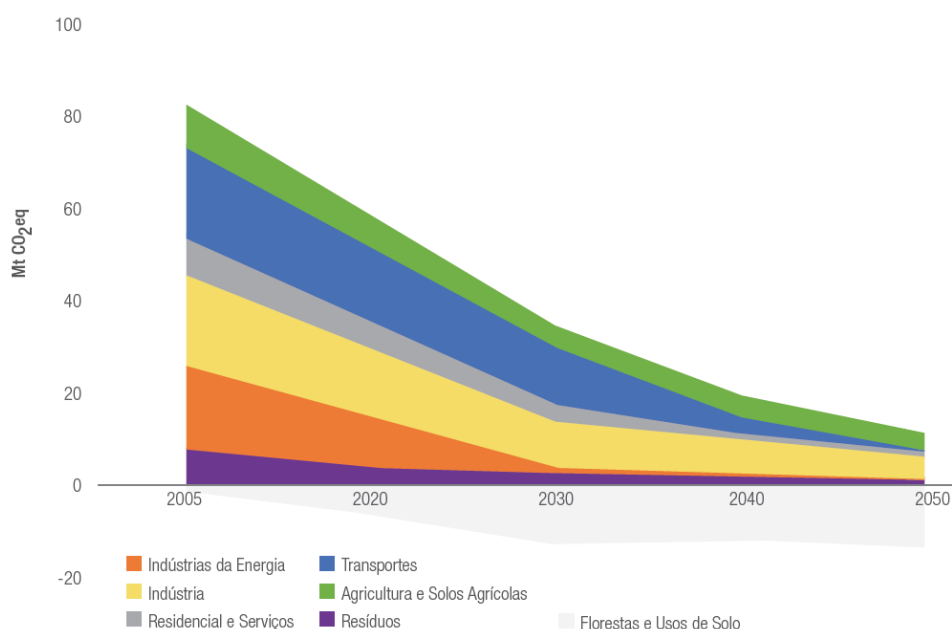


Figura 4 - Emissões de GEE por setor até 2050 [6]

Em 2050, mais de 80% do consumo de energia primária, será produzida pelos recursos energéticos endógenos renováveis, dos quais mais de dois terços são sol e vento. O sistema electroprodutor transita assim de uma base maioritariamente fóssil para uma base substancialmente renovável até 2050, com consequências positivas na fatura energética, na balança comercial e na redução da dependência energética, que baixa para uma dependência do exterior para menos de 20%, em 2050, conforme se pode ver na **Figura 5 [6]**.

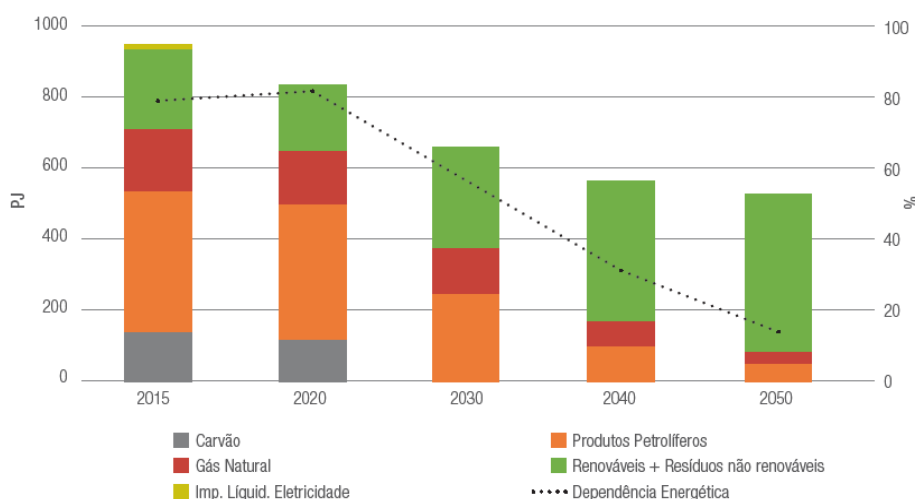


Figura 5 - Evolução do consumo de energia primária, até 2050 [6]

De acordo com o RNC2050 (ver **Figura 6**), prevê-se que em 2050 a capacidade instalada do setor electroprodutor ultrapasse os 50 GW, sendo que o solar fotovoltaico centralizado e descentralizado representará um incrível aumento de expressão, atingindo cerca de 26 GW, 50% do total da capacidade instalada. A energia eólica *onshore* também terá um aumento significativo, sendo que o solar e o eólico, representarão em 2050 cerca de 70% da eletricidade produzida. Novas soluções de armazenamento (baterias e hidrogénio) irão surgir, que junto com a hídrica com bombagem representarão cerca de 14% da capacidade instalada (7,5 GW) e promoverão a estabilidade do sistema [6].

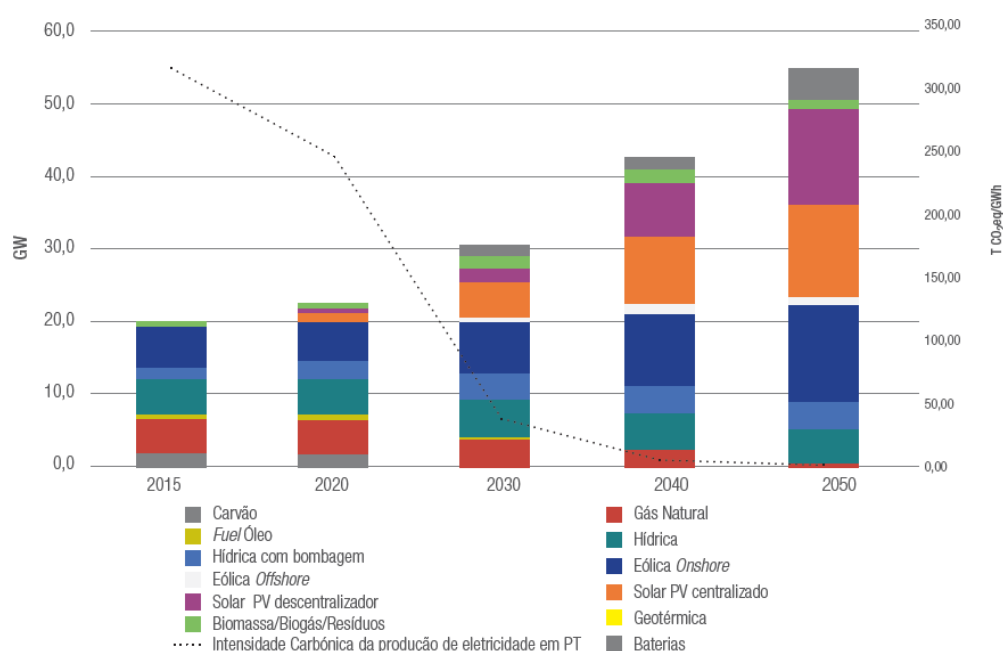


Figura 6 - Evolução da capacidade instalada do setor electroprodutor [6]

2.5. CARATERIZAÇÃO ENERGÉTICA

O parque electroprodutor português sofreu uma mudança de paradigma no que se refere à origem das principais fontes de fornecimento de eletricidade nas últimas duas décadas. A partir de 2004 verificou-se um acréscimo gradual da potência renovável instalada, sendo que o parque electroprodutor renovável é hoje 2,4 vezes superior quando comparado com esse ano, facto que contribuiu para o aumento da capacidade total de produção de eletricidade de 64,4 %, face a 2004 [9] [11]. Por sua vez, desde 2012 a produção de energia eléctrica derivada de combustíveis fósseis tem vindo a apresentar uma redução, que foi acentuada no ano 2021 com a desativação das centrais a carvão de Sines (01/2021) e do Pego (11/2021) [9] [12] que possuíam uma capacidade instalada total de cerca de 1 180 MW e 576 MW, respetivamente, os quais correspondiam a cerca de 8,5% de toda a

capacidade instalada no parque electroprodutor, em 2020 [4]. Na **Figura 7**, pode-se ver em Portugal, a evolução da potência instalada (renovável e não renovável), assim como a ponta da produção e do consumo de eletricidade, entre os anos 2013 a 2022.

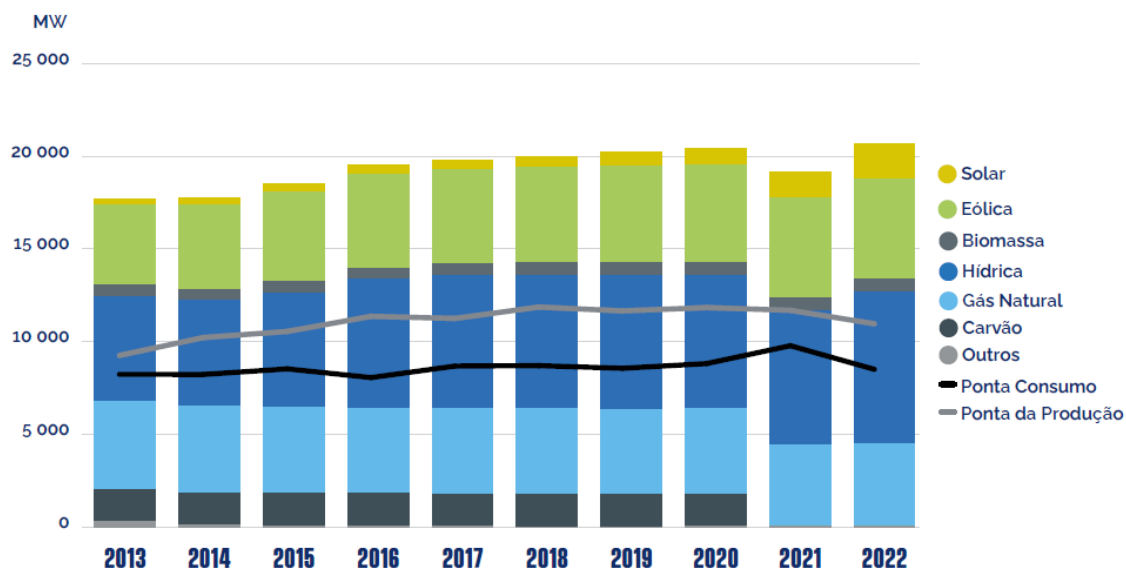


Figura 7 - Evolução da Potência instalada, renovável e não renovável (2013-2022) [12]

A **Figura 8**, mostra a satisfação do consumo entre o ano 2013 e 2022. Constatase que o consumo de eletricidade proveniente das centrais a carvão é bastante diminuto nos anos 2020 e 2021, sendo nulo em 2022, o saldo de trocas com o estrangeiro foi importador nos últimos 4 anos, sendo bastante significativo no ano de 2021 (10%) e 2022 (18%), contrariando os anos de 2016 a 2018 em que não houve importação.

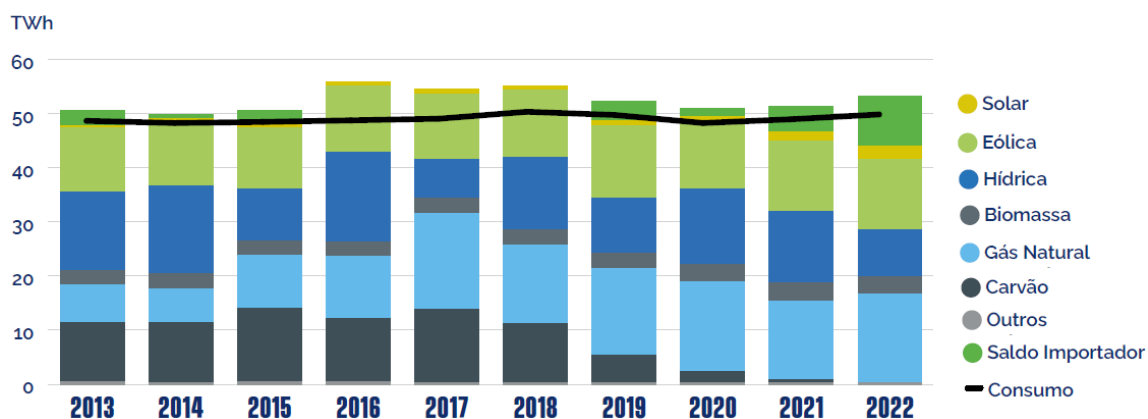


Figura 8 - Evolução da satisfação do consumo (2013-2022) [12]

A **Tabela 2**, representa um pequeno histórico do sistema electroprodutor português na última década, no qual, pode-se ver, em números, o total do consumo dos portugueses em cada ano, total da potência instalada, produção de energia eléctrica no Sistema Eléctrico

Nacional (SEN), seja ela renovável ou não renovável, e a repartição da produção renovável consumida por tecnologia.

Tabela 2 - Histórico do sistema electroprodutor português (2012 a 2022) [7] [13]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo (TWh)	49,1	49,2	48,8	49,0	49,3	49,6	50,9	50,3	48,8	49,5	50,4
Produção (TWh)	42,6	47,8	50,0	48,2	55,9	54,5	55,1	48,8	49,3	46,7	44,1
Potência Instalada (GW)	18,5	17,8	17,8	18,5	19,5	19,8	20,0	20,2	20,4	19,2	20,7
Produção renovável consumida (%)	43	58	62	47	57	40	52	51	59	59	49
Produção não renovável consumida (%)	41	36	36	48	43	60	48	42	38	31	33
Importação (%)	16	6	2	5	0	0	0	7	3	10	18
Eólica (%)	20	24	24	23	22	23	23	26	25	26	25
Hídrica (%)	10	27	31	17	28	10	22	17	25	23	13
Biomassa (%)	0	5	6	6	5	5	5	6	7	7	7
Solar (%)	0	1	1	2	1	2	2	2	3	3	5
Gás Natural (%)	11	14	13	20	21	33	27	32	34	29	32
Carvão (%)	25	22	23	28	21	26	21	10	4	1	0
Outros (%)	18	1	0	0	1	1	1	1	0	1	0

2.6. POTÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL INSTALADA EM PORTUGAL

Na **Figura 9**, pode-se ver a evolução da potência instalada de energia renovável em Portugal (incluindo ilhas) desde o ano 1990 até 2022 [11], onde é possível constatar um aumento substancial ao longo dos anos. Com a necessidade de assegurar a neutralidade carbónica global até 2050 e manter o aumento da temperatura média abaixo dos 1,5°C, torna-se cada vez mais importante o aumento da sustentabilidade energética. Tal facto só é possível recorrendo a energias renováveis, pois são fontes de energia limpa, inesgotáveis e cada vez mais competitivas em relação às tradicionais.

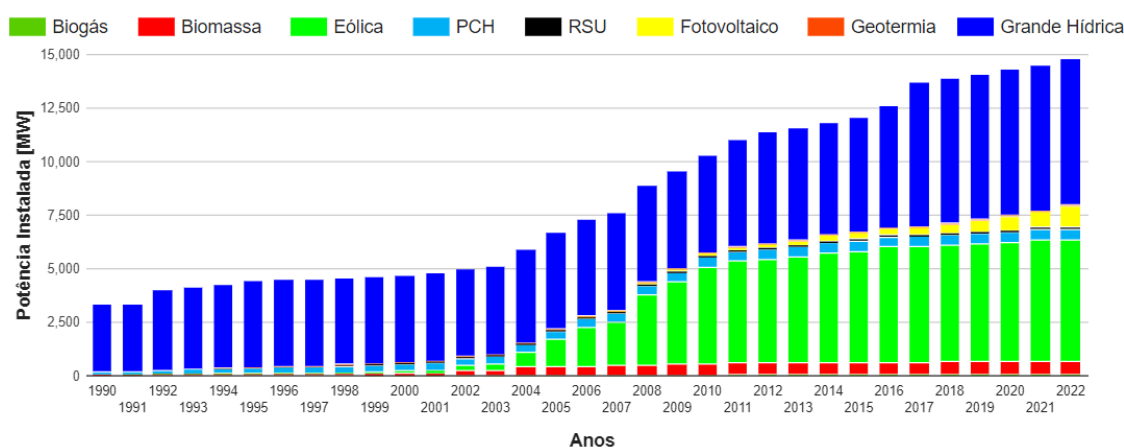


Figura 9 - Evolução da potência instalada de energia renovável, em Portugal (1990 a 2022) [11]

Em 2022, o percentual, por tecnologia, do total de potência instalada de fonte de energia renovável em Portugal era de 45,8% para a grande hídrica, 38,4% para a eólica, 6,9%, para a solar fotovoltaica, 4,2% para a biomassa, 3,2%, para as Pequenas Centrais Hídricas (PCH), 0,6% para os Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), 0,6% para o biogás e 0,2% para a geotérmica [11]. Como é possível verificar, a potência instalada de origem eólica e das grandes hídricas, é largamente superior às outras tecnologias de energia renovável.

De acordo com a DGEG [14], de 2013 a 2022 a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a hídrica (1,9 GW). Contudo, em termos relativos a tecnologia que mais aumentou foi a solar fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada de 299 MW para 2 591 MW.

2.7. POTÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL INSTALADA NO ARQUIPÉLAGO DOS AÇORES E DA MADEIRA

Na **Figura 10**, pode-se ver a evolução da potência instalada na Região Autónoma dos Açores, sendo esta dominada pela energia geotérmica e eólica [11].

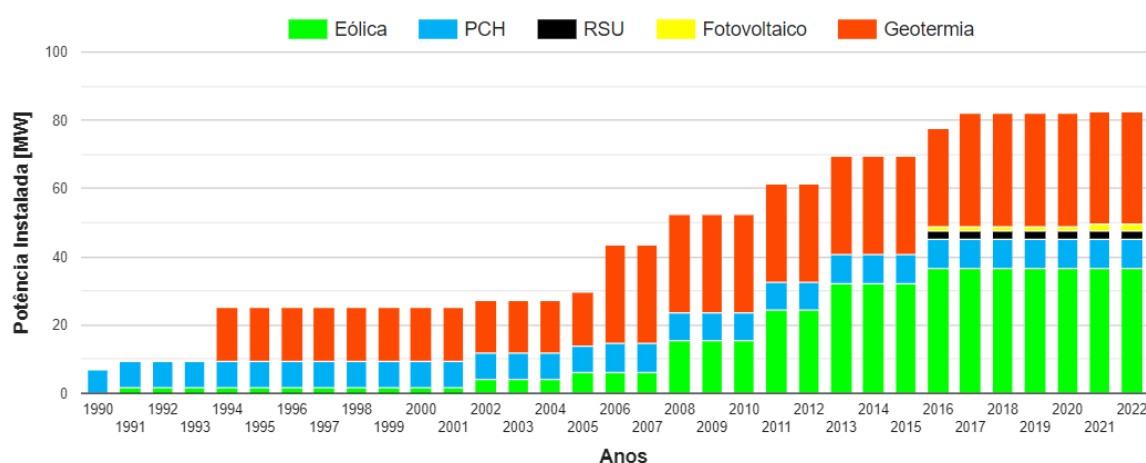


Figura 10 - Evolução da potência instalada de energia renovável, arquipélago dos Açores (1990 a 2022) [11]

Em 2022, o percentual, por tecnologia, do total de potência instalada de fonte de energia renovável nos Açores era de 44,0% para a eólica, 39,9% para a geotérmica, 10,1% para as PCH, 4,0% para RSU e 2,1% para a solar fotovoltaica [11].

Na **Figura 11**, pode-se ver a evolução da potência instalada na Região Autónoma da Madeira, sendo esta dominada pela energia das pequenas e grandes hídricas e eólica [11].

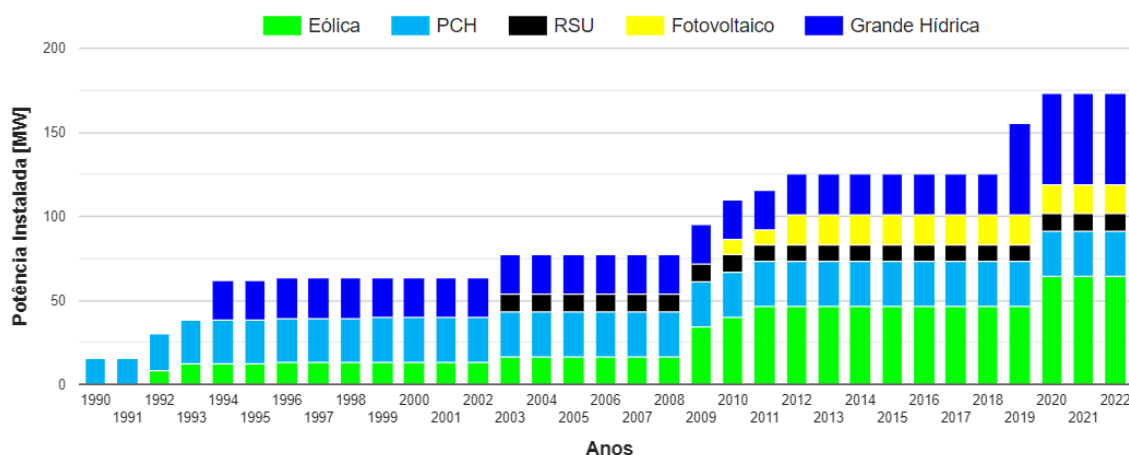


Figura 11 - Evolução da potência instalada de energia renovável, arquipélago da Madeira (1990 a 2022) [11]

Em 2022, o percentual, por tecnologia, do total de potência instalada de fonte de energia renovável na Madeira era de 37,1% para a eólica, 31,2% para a grande hídrica, 15,4% para as PCH, 10,3% para a solar fotovoltaica e 6,0% para RSU [11].

2.8. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL CONTINENTAL

Entre janeiro e dezembro de 2022 foram produzidos 44,059 TWh de eletricidade em Portugal Continental, dos quais, de acordo com a **Figura 12**, 57,19% tiveram origem renovável [15].

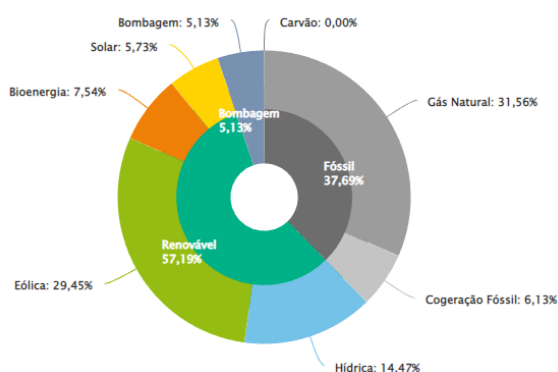


Figura 12 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental (2022) [15]

O consumo de energia elétrica a partir da rede pública totalizou, em 2022, 50,4 TWh, um aumento de 1,8% face a 2021, ou 2,4% com a devida correção dos efeitos de temperatura e número de dias úteis, regressando assim aos valores registados em 2019. Em 2022, as energias renováveis abasteceram 49% do consumo de eletricidade em Portugal, contra os 59,5% verificados no ano 2021. Em 2022, a energia eólica representou 25%, a hidroelétrica 12%, a biomassa 7% e a fotovoltaica 5%, da produção que foi consumida. A produção não renovável foi responsável por 33%, enquanto o saldo importador abasteceu 18% do

consumo, tratando-se da percentagem mais elevada desde 2008. O ano de 2022 caracterizou-se pela fraca produção hídrica que diminuiu 45,2% face ao período homólogo. Em sentido inverso está a energia fotovoltaica que, graças ao aumento progressivo da capacidade instalada, cresceu 48% [7] [16]. Desta forma, um maior proveito dos recursos endógenos e renováveis portugueses para a produção de eletricidade tem contribuído para a modificação da composição do *mix* de produção de eletricidade em Portugal, tendo, um papel cada vez mais determinante na satisfação do consumo.

Na **Figura 13**, pode-se ver a evolução da produção da energia elétrica em Portugal Continental nas últimas duas décadas. Neste período, é possível verificar uma estabilização do consumo de eletricidade a partir de 2005, assim como um aumento substancial ao longo dos anos, da produção de eletricidade através de energias renováveis, levando à redução da utilização de tecnologias com base em combustíveis fósseis [15].

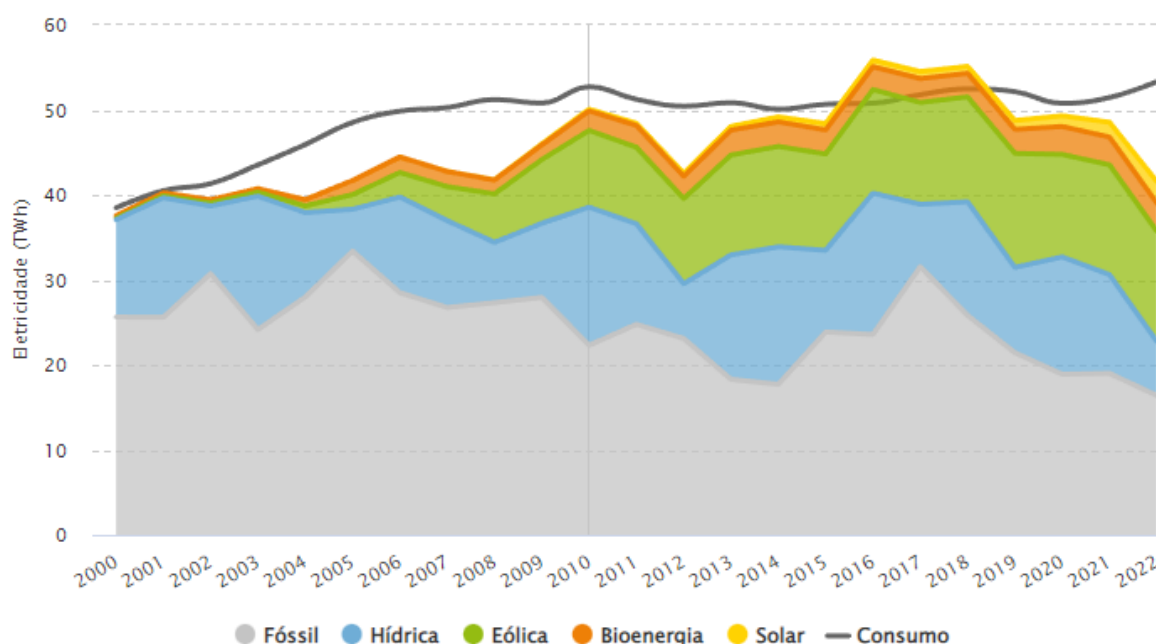


Figura 13 - Evolução da produção elétrica em Portugal Continental (2000 a 2022) [15]

2.9. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL NO ARQUIPÉLAGO DOS AÇORES E DA MADEIRA

Relativamente aos arquipélagos atlânticos dos Açores e da Madeira, através da **Figura 14**, é possível observar que no ano de 2022 foram gerados 823 GWh de eletricidade na Região Autónoma dos Açores, dos quais 35,10 % tiveram origem renovável. Na Região Autónoma da Madeira, no ano de 2022 foram gerados 893 GWh de eletricidade, dos quais 33,00 % tiveram origem renovável.

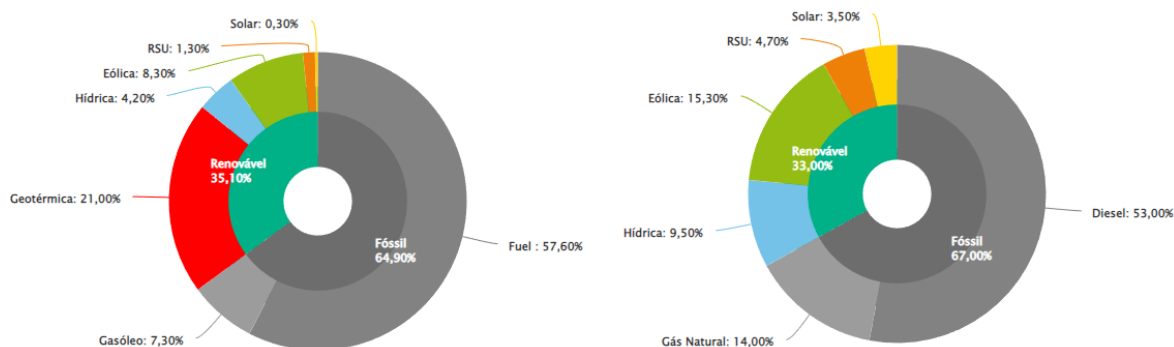


Figura 14 - Balanço da produção de eletricidade na nos Açores (esq.) e da Madeira (dir.) [15]

2.10. ANÁLISE COMPARATIVA

Na **Tabela 3**, é possível ver-se uma comparação da produção de eletricidade entre Portugal Continental e o arquipélago dos Açores e da Madeira, no ano civil de 2022. Verifica-se que o arquipélago dos Açores possui uma baixa penetração de FER, nomeadamente 35,10% de produção renovável contra 64,90% de produção não renovável. Apenas a tecnologia geotérmica possui um peso de produção de energia renovável relevante de cerca 21% do total da produção de energia elétrica do arquipélago. No que consta ao arquipélago da Madeira, a situação não é muito diferente em termos percentuais, possuindo 33% de produção renovável contra 67% de produção não renovável. No entanto, apesar de ter uma produção de energia renovável um pouco inferior ao arquipélago dos Açores, o arquipélago da Madeira, visto não estar dotado de ilhas propícias à produção de energia geotérmica, tem apostado mais na capacidade instalada de energia solar, eólica, hídrica e RSU. Por sua vez, o continente, já possui uma maior penetração de energias renováveis, tendo no ano de 2022 uma produção de eletricidade através de FER de 57,19%. Face a estes valores, constata-se que ambos os arquipélagos, Açores e Madeira, necessitam de rever as suas políticas energéticas para uma transição energética mais célere.

Tabela 3 - Comparação entre o continente e as ilhas, nas fontes de produção de eletricidade

Origem da Eletricidade (2022)	Continente	Açores	Madeira
Solar (%)	5,73	0,30	3,50
Eólica (%)	29,45	8,30	15,30
Hídrica (%)	14,47	4,20	9,50
RSU (%)	7,54	1,30	4,70
Geotérmica (%)	0	21,00	0
Bombagem (%)	5,13	0	0
Combustíveis Fósseis (%)	37,69	64,90	67,00
Produção Renovável (%)	57,19	35,10	33,00

3. CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA RENOVÁVEL E SISTEMAS HÍBRIDOS ISOLADOS

3.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. No centro do sol, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. O Sol é assim um enorme reator de fusão. Devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia que equivale, aproximadamente, a dez mil vezes a procura global de energia. Assim, teríamos de utilizar apenas 0,01 % desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade [17].

A radiação solar é um mecanismo de transmissão de energia entre dois corpos a temperaturas diferentes, baseado em ondas eletromagnéticas, que não necessita de um suporte físico [18]. Existem 3 tipos de radiação solar (ver **Figura 15**) [18]:

- direta: vem diretamente do sol;
- difusa: proveniente de todo o céu exceto do disco solar. A radiação, ao atravessar a atmosfera, é em parte refletida pelos componentes atmosféricos (as nuvens), outra parte é absorvida e a restante é difundida (moléculas, gotas de água, pó em suspensão, etc);
- refletida: proveniente da reflexão no chão e em objetos circundantes. A refletividade do chão designa-se por albedo e depende apenas da composição e cor do chão (existência de neve, água, vegetação, etc).

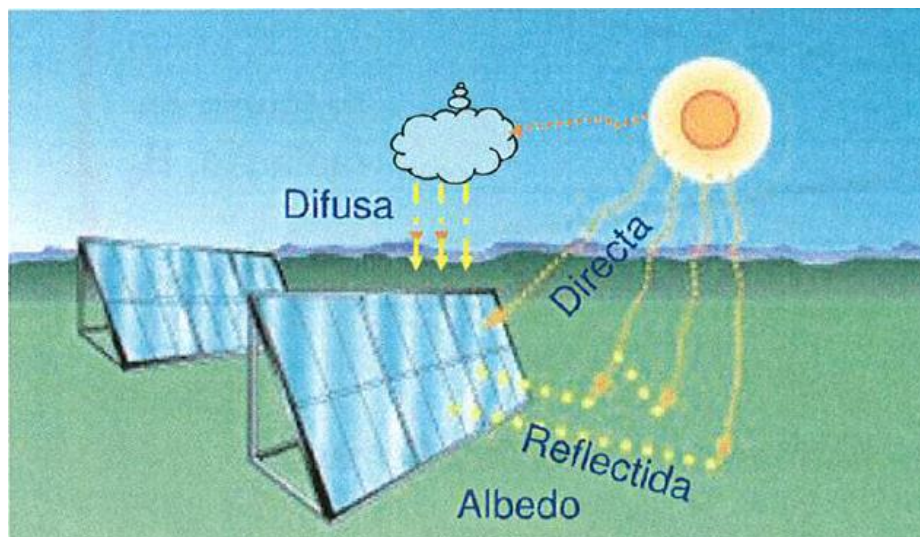


Figura 15 - Tipos de radiação solar [18]

A produção de eletricidade no módulo solar fotovoltaico dá-se através do efeito fotovoltaico. Este, consiste na conversão de energia solar em energia elétrica. O fenómeno ocorre quando a luz/radiação solar incide sobre uma célula fotovoltaica. A luz solar é composta por fotões. Estes contêm uma grande quantidade de energia, correspondente aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar. Quando os fotões colidem com uma célula fotovoltaica, eles podem ser refletidos, absorvidos, ou mesmo atravessar diretamente a célula. Somente os fotões absorvidos geram energia elétrica, quando isto acontece, é transferida a energia do fotão a um elétron num átomo da célula. Deve-se esclarecer, entretanto, que uma célula fotovoltaica não pode armazenar energia elétrica.

O sistema fotovoltaico, pode ser constituído por:

- Módulos/painéis fotovoltaicos: são constituídos por várias células solares e podem ser ligados entre si em paralelo, série ou um misto de ambos. Existem 4 tipos tecnologias na fabricação de painéis fotovoltaicos: Híbrido, Monocristalino, Policristalino e Amorfo.
- Estruturas de suporte: suporte fixo ou móvel de todo o sistema com o intuito de otimizar a produção de energia;
- Inversores/conversores DC/AC: convertem a energia elétrica produzida em corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC);
- Reguladores de carga: destinam-se a controlar o fluxo de energia entre os painéis e a bateria de armazenamento, possuem também a tarefa de proteção contra sobrecargas das baterias e de monitorização do sistema;
- Baterias: armazenam a energia produzida pelo sistema.

A estes equipamentos teremos de acrescentar, no caso de sistemas ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), um contador de energia bidirecional, contador de produção com telecontagem (apenas para potências superiores a 4 kW) [8] e todos os equipamentos necessários à interligação com a rede, como a instalação da proteção de interligação/homopolar para potências de ligação acima de 250 kW [19].

Os sistemas fotovoltaicos podem-se classificar em dois tipos:

- Sistemas de ligação à RESP: não é necessário a utilização de baterias, sendo a própria rede elétrica utilizada para esse fim. Sempre que a energia produzida exceder o consumo da instalação de utilização, o excesso deverá ser injetado na rede.
- Sistemas isolados: constituídos por um conjunto de painéis, um regulador de carga, uma ou mais baterias e um inversor. Estes sistemas podem ter outra fonte de energia, e nesse caso estamos perante um sistema híbrido.

Segundo o PNEC2030 [5], a aposta para o horizonte 2030 para o setor electroprodutor português passa, sobretudo, pela energia solar fotovoltaica, tendo em conta, a redução drástica dos custos da tecnologia e o extraordinário potencial nacional para o aproveitamento do sol enquanto fonte para a produção de eletricidade. Para isso, é essencial numa primeira fase, a construção de novas centrais solares fotovoltaicas centralizadas de injeção na RESP, através de leilões, e numa segunda fase, uma maior promoção e disseminação de centrais solares fotovoltaicas descentralizadas para autoconsumo vinculadas ou não a comunidades de energia. No final do ano de 2022, encontravam-se instalados 2,56 GW de solar fotovoltaico, mais 51% face 2021, representando 15% da potência total instalada de origem renovável do sistema electroprodutor [20]. Prevê-se que em 2030 haja 9 GW de potência instalada de solar fotovoltaico, nos quais, 7 GW centralizados e 2 GW descentralizados, representando uma contribuição da produção de energia elétrica no sistema electroprodutor de 27%, tornando-se assim, a tecnologia que apresentará um maior crescimento na próxima década. Também se prevê que em 2030 o investimento para a tecnologia solar fotovoltaica será de 0,645 €/W, passando a 0,477 €/W em 2040 [5].

3.2. ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é obtida através da energia cinética do ar em movimento (vento), causada por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre que faz girar uma turbina (energia mecânica) que posteriormente é convertida em energia elétrica, através de um alternador [1] [21] [22]. Em Portugal, os locais mais apropriados para aproveitamento da energia eólica são as zonas litorais e as zonas montanhosas do interior, devido a estes locais serem mais ventosos e propícios a velocidades de vento com muita frequência acima dos 5 m/s, valor a partir do qual os aerogeradores começam, geralmente, a produção de energia [1]. Em terra, o funcionamento destas turbinas é normalmente interrompido quando o vento é demasiado fraco (3 m/s) ou forte (25 m/s) [21].

Desde a invenção da primeira turbina eólica, em 1887, vários tipos de turbinas eólicas foram apresentados [23]. No entanto, as turbinas eólicas (ou aerogeradores), são normalmente classificadas em dois tipos, com base na orientação do seu eixo:

- Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH): o eixo é montado horizontalmente, paralelo ao solo, onde existe um constante alinhamento com a direção do vento, usando um mecanismo de ajuste (controlador eletrónico da turbina lê a posição de um dispositivo cata-vento e ajusta a posição do rotor para maximização da energia captada) [22]. Normalmente a eficiência situa-se entre 50-60% [24]. Existem 2 tipos de TEEH: turbinas *upwind* ou barlavento (vento incide sobre a pá de frente à torre e não é afetado pela torre, por isso, a tecnologia mais utilizada) e turbinas *downwind* ou sotavento (vento incide sobre a pá por trás, após passar a nacela). As turbinas TEEH podem ter 1, 2 ou 3 pás, sendo que as mais comuns são as de 3 pás, por serem mais eficientes. A principal desvantagem das TEEH é que são mais pesadas e mais suscetíveis ao fluxo de turbulência causado pela topografia complexa do terreno [22] [24].
- Turbina Eólica de Eixo Vertical (TEEV): o eixo é montado na vertical, perpendicular ao solo e vento, sem necessidade de ajuste aquando da mudança de direção do vento. O gerador fica localizado praticamente no solo e possui uma área de base ocupada pela turbina superior à turbina de eixo horizontal [22]. Instaladas a uma cota inferior, o que significa uma menor velocidade do vento, logo, menos eficientes que as TEEH. As TEEV são categorizadas nas do tipo Savonius e Darrieus, existindo, no entanto, variantes destas duas, como a *Darrieus* de pás retas (*H-rotor/Giromil*), combinação *Savonius-Darrieus*, *Zephyr*, etc [25]

Na **Figura 16**, pode-se ver uma imagem representativa dos dois tipos de turbinas, baseadas no seu eixo:

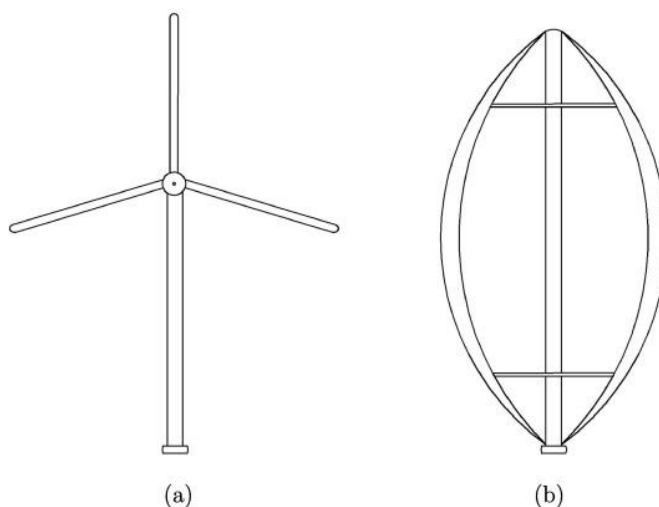


Figura 16 - (a) TEEH, (b) TEEV [26]

Enquanto a tecnologia de TEEH em escala de *megawatts*, é considerada madura, a tecnologia de TEEV está na sua fase inicial de desenvolvimento [22]. Atualmente, a tecnologia de eixo vertical é mais utilizada para potências baixas, na ordem dos *kilowatts*, instaladas em ambientes urbanos devido à baixa emissão de ruído, o *design* estético que promove uma fácil integração com a envolvente, a omnidirecionalidade e a operação eficiente em condições de vento turbulento [22] [23]. A tecnologia de eixo horizontal é bastante utilizada para potências elevadas, podendo apenas uma única turbina eólica possuir uma potência superior a 12 MW, inclusive a China, apresentou, recentemente, a maior turbina eólica do mundo (CSSC Haizhuang H260-18 MW), com uma potência de 18 MW, com pás de 128 metros de comprimento e rotor com 260 metros de diâmetro [27].

A energia eólica pode ser explorada em terra (eólica *onshore*) ou no mar (eólica *offshore*). Em Portugal, já existem poucos locais adequados para construir parques eólicos em terra, sendo um dos motivos pelo qual, a potência instalada de energia eólica praticamente estagnou desde 2017. Por esta razão, a energia eólica *offshore*, constitui uma das principais formas de aumentar futuramente a capacidade de produção de energia renovável em Portugal. A tecnologia *offshore* apresenta ventos com maior intensidade e consistência e com uma menor turbulência, para além disso, existe uma imensa disponibilidade de espaço com um baixo impacto visual [21]. A energia eólica, especialmente *offshore*, é considerada uma das fontes mais promissoras de energia “limpa” com importância no cumprimento das metas da União Europeia (EU) para 2030 e 2050, de acordo com a Comissão Europeia no relatório “A Clean Planet for All” [26].

Em comparação com as turbinas eólicas *offshore*, o desempenho aerodinâmico das turbinas *onshore* é normalmente suscetível ao fluxo de turbulência causado pela topografia complexa do terreno. Além disso, as turbinas eólicas *onshore* têm um tempo de inatividade relativamente superior, devido a recursos eólicos não previsíveis e instáveis. As turbinas *offshore* são capazes de explorar melhor os recursos eólicos e minimizam o impacto visual e sonoro na população humana [22]. Uma tendência da energia eólica *offshore* é a exploração de águas profundas, com mais de 40 m de profundidade. Para acomodar tal profundidade de água, houve uma necessidade de evolução das plataformas para suportar as turbinas eólicas *offshore*, passando desde as de fixação fixa, mais próximas da costa, como a monopilar e de tripé, para as flutuantes como a *Tension Leg Platform* (TLP), semissubmersível e *Spar*, que se encontram mais longe da costa e são estabilizadas por âncoras fixas no leito marinho [22].

Em Portugal, foi construído em 2011 um projeto-piloto *offshore*, designado “*WindFloat I*”, no qual foi instalado uma turbina eólica Vestas V80 de 2 MW de potência [28], localizada a 6 km da orla litoral de Póvoa de Varzim. O aerogerador esteve em operação até 2016 e sobreviveu a ventos de 41 m/s e ondas de 17 m de altura [21], provando a fiabilidade da solução tecnológica em condições climáticas adversas. O primeiro parque eólico *offshore* português, localizado a 20 km da costa de Viana do Castelo, designado como projeto *WindFloat Atlantic*, está em operação desde 2020 e conta com três turbinas flutuantes de 8,4 MW de potência, perfazendo um total de 25,2 MW de potência instalada total. O prazo previsto para o desmantelamento é em 2045 [28]. A meta de Portugal é ter 10 GW de energia eólica *offshore* em operação até 2030, tendo já sido definidas as áreas especializadas onde se poderão instalar os aerogeradores e os pontos de injeção [29] [30]. Na União Europeia, a capacidade instalada de eólica *offshore* é de 16 GW, o que representa cerca de metade da capacidade global instalada, que ronda os 30 GW. O objetivo da União Europeia é instalar 150 GW até 2030 [29].

A potência instalada *onshore* em Portugal encontra-se estabilizada nos últimos anos, totalizando cerca de 5,67 GW em 2022 [20], prevendo-se que chegue aos 9,3 GW em 2030, representando uma contribuição da produção de energia elétrica no sistema electroprodutor de 31%. Prevê-se que em 2030 o investimento para a tecnologia eólica *onshore* será de 0,98 €/W e para a tecnologia *offshore* flutuante de 2,40 €/W, passando respetivamente para a 0,79 €/W e 2,16 €/W em 2040 [5].

3.3. ENERGIA DA BIOMASSA

Biomassa é toda a matéria orgânica, de origem vegetal e/ou animal, que pode ser utilizada como fonte de energia [31]. É uma forma de armazenamento solar, pois tem origem na conversão da luz solar em material vegetal através da fotossíntese [32]. Pode ser diretamente queimada para gerar calor e/ou eletricidade ou convertida em óleo ou gás para produção de biocombustíveis sólidos, líquidos e gasosos que poderão ser usados como combustíveis em vários setores [31].

A matéria-prima da biomassa, pode ser apresentada de várias formas, desde [31]:

- Resíduos florestais e os das indústrias da fileira florestal;
- Resíduos agrícolas e das indústrias agroalimentares;
- Excrementos de animais proveniente das explorações pecuárias;
- A fração orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos (RSU);
- Esgotos urbanos;
- Culturas energéticas que apresentam um alto potencial energético.

A biomassa pode ser convertida em formas úteis de energia através de diversos processos diferentes, nomeadamente [33] [34] [35]:

1 Conversão termoquímica – envolve a transformação da biomassa por meio de calor e reações químicas, através do processo de:

- Combustão direta: conversão da energia química armazenada na biomassa, em calor, através da queima da biomassa, a altas temperaturas (800-1400°C), na presença de oxigénio, produzindo vapor a alta pressão, que posteriormente é utilizado em caldeiras ou para mover turbinas.
- Pirólise: decomposição termoquímica da biomassa, através do aquecimento da biomassa em torno de 500-800°C, num ambiente anaeróbico, originando três principais produtos: bio-óleo, carvão vegetal (cinzas) e gás.
- Gaseificação: aquecimento da biomassa a altas temperaturas (650-1100°C), na ausência de oxigénio, originando como produto final um gás inflamável (biogás), com baixo poder calorífico (cerca de 4-6 MJ/Nm³), que pode ser utilizado em motores ou turbinas a gás.

- 2 Conversão bioquímica - envolve a utilização de organismos vivos, como bactérias, leveduras e enzimas, para decompor a biomassa.
- Digestão anaeróbica: processo de degradação biológico da matéria orgânica a uma temperatura inferior a 100°C, em ambiente anaeróbico, originando biogás, constituído essencialmente por metano (CH₄).
 - Fermentação aeróbica: processo biológico obtido através de culturas açucareiras (ex: cana-de-açúcar) e culturas de amido (ex: milho e trigo). A biomassa é triturada e o amido é convertido em açúcar por enzimas. Depois disso, o açúcar é convertido em biocombustíveis como o etanol, por meio de levedura e purificado por destilação.
- 3 Físico-química - envolve uma série de processos que combinam métodos físicos e químicos para transformar a biomassa em biocombustível e/ou produtos químicos.
- Biodiesel: obtido através de processos de separação, limpeza e de uma reação química denominada de transesterificação, onde os óleos vegetais e gorduras animais, são convertidos em biodiesel.

Em Portugal, utiliza-se sobretudo a biomassa florestal, sendo que os principais utilizadores são as indústrias de madeira e seus produtos derivados, bem como as indústrias de pasta, papel e embalagens. Estas utilizam quantidades significativas de biomassa para satisfazer as suas necessidades energéticas. A utilização de lenha em lareiras e pequenos fornos em habitações para aquecimento doméstico é uma aplicação clássica em Portugal.

A produção doméstica de energia, é toda a energia extraída e utilizada a partir de recursos naturais do país, sendo em Portugal, dominada pela biomassa seguido da eletricidade. O valor de produção tem-se mantido estável nos últimos 10 anos, tendo subido ligeiramente a partir de 2018. No entanto, a sua representatividade tem decrescido (53,5% em 2011 vs 45,2% em 2021) devido ao aumento da eletricidade obtida através da produção hídrica e eólica (36,3% em 2021) e do crescente contributo das bombas de calor (10,3%, em 2021). Em termos de teor energético, Portugal teve em 2021, um saldo exportador de 7,5% da biomassa produzida, predominantemente sob a forma de *pellets*. Em 2022, a potência instalada da biomassa cresceu 21,5% desde 2011, sendo que no último ano, 53% da potência destas instalações funcionou em regime de cogeração [20].

Segundo o PNEC2030 [5], a biomassa florestal é um importante recurso endógeno, porém, o recurso a novas centrais termoelétricas para a produção exclusiva de eletricidade para venda à RESP, será abandonado devido à sua baixa eficiência e rentabilidade, o que obriga a encontrar uma tarifa garantida discriminada positivamente (acima do preço do mercado) para recuperar os investimentos associados. É, no entanto, necessário dinamizar e fomentar um melhor aproveitamento dos resíduos resultantes das desmatações, cortes e desbastes, podas e colheitas agrícolas para usos energéticos descentralizados no setor industrial e residencial, contribuindo em simultâneo para a diminuição da problemática dos fogos rurais. O RNC2050 [6], considera que o consumo de biomassa será mais evidente no setor da indústria, através de centrais descentralizadas de cogeração e de produção dedicada de calor, próximas dos locais de recolha. No entanto, em termos globais o consumo de biomassa crescerá até 2030/2035, declinando posteriormente até níveis inferiores aos atuais, com o surgimento ou aumento de outros vetores energéticos mais competitivos.

3.4. HIDROGÉNIO

O hidrogénio (H_2), é o primeiro elemento químico da tabela periódica de Mendeleiev e também o mais leve e mais abundante no universo. Está presente em tudo que nos rodeia, desde o ar que respiramos, na água que bebemos, nas plantas e animais, nas estrelas e nos planetas. No entanto, não é encontrado na natureza no seu estado puro, tendo, por isso de ser produzido. O H_2 tem como principais características o facto de ser inflamável, incolor, inodoro e insolúvel em água [36].

Com a necessidade de se diferenciar o processo de extração de H_2 aplicado, assim como a fonte de energia que lhe deu origem, foi-se estabelecendo na literatura, um código de cores universal, o chamado “arco-íris do hidrogénio”, classificando-o em [36] [37] [38] [39]:

- Hidrogénio verde: é obtido através de eletrolisadores, com recurso a energia elétrica proveniente de FER e água (H_2O) para separar as moléculas de hidrogénio (H_2) e o oxigénio (O_2), através da corrente elétrica.
- Hidrogénio branco: é obtido de forma natural na sua forma gasosa, em depósitos subterrâneos, sendo difícil de o encontrar e economicamente viável de extrair.

- Hidrogénio amarelo: é obtido através da eletrólise da água, recorrendo apenas à energia solar para alimentar o processo de eletrólise.
- Hidrogénio rosa: é obtido através de eletrólise da água, utilizando no processo energia de fonte nuclear, com os riscos e desperdícios radioativos associados.
- Hidrogénio laranja: quando a fonte de energia utilizada no processo de eletrólise da água é a rede elétrica, em que há um *mix* de fontes de energia renovável e não renovável.
- Hidrogénio azul: é obtido através do processo de reformação a vapor de combustíveis fósseis, em que o CO₂ libertado é capturado, armazenado e enterrado no solo, em vez de ser emitido para a atmosfera.
- Hidrogénio azul-turquesa: é obtido através da matéria-prima gás natural ou biogás, mas deste processo, conhecido como “pirólise de metano”, resulta carbono sólido em vez de emissões de CO₂.
- Hidrogénio cinzento: é obtido através do processo de reformação a vapor, recorrendo a combustíveis fósseis, que ao serem aquecidos a altas temperaturas para separar o H₂, libertam CO₂ para a atmosfera.
- Hidrogénio castanho: é obtido através da *lignite*, uma rocha sedimentar castanha, sendo bastante poluente para o ambiente.
- Hidrogénio preto: é obtido através da queima do carvão mineral a altas temperaturas, com libertação exorbitante de emissões de CO₂.

Apesar das múltiplas formas de produzir hidrogénio e do seu papel na indústria e na economia em geral, a poluição e a viabilidade económica de algumas técnicas colocam de lado determinadas ‘cores’. Espera-se que a cor verde seja o futuro na produção de H₂ e contribua para a descarbonização da economia global, como tal, será dado ênfase às tecnologias de eletrólise da água, para produção de H₂ verde. As 4 tecnologias de eletrolisadores são [40] [41]:

- 1 Eletrolisador de membrana de troca de protões (PEM): do inglês *Protón Exchange Membrane Electrolysis*, consiste numa membrana de polímero a separar as duas partes

de cada célula do eletrolisador, em que os prótons de H_2 atravessam a membrana para um dos lados, levando a que no ânodo, através de reações eletroquímicas, a água seja decomposta e forme O_2 e no cátodo seja formado H_2 . Os eletrolisadores PEM são conhecidos pela sua eficiência (60-70%) e resposta rápida às variações de carga.

- 2 Eletrolisador alcalino (AEL): do inglês *Alkaline Electrolysis*, consiste num processo semelhante ao PEM, no entanto, em vez da utilização de um polímero sólido é utilizado um eletrólito líquido, através de uma solução aquosa de potássio ou hidróxido de sódio (para aumentar a condutividade do meio), que através da passagem de uma corrente elétrica por um diafragma, faz a separação da água em H_2 e oxigénio. São uma tecnologia madura e bastante utilizada na indústria, devido ao seu custo inferior, no entanto, são menos adequados para aplicações de variação de carga.
- 3 Eletrolisador de óxido sólido (SOE): do inglês *Solid Oxide Electrolysis*, consiste na utilização de um eletrólito sólido cerâmico que é atravessado pelo oxigénio para o lado do ânodo, ficando o H_2 na metade inicial (cátodo). Tecnologia mais recente e bastante mais eficiente que os eletrolisadores anteriores, que utiliza água em forma de vapor e que por isso, necessita de uma elevada temperatura de funcionamento (500-800°C).
- 4 Eletrolisador de membrana de troca de aniões (AEM): do inglês *Anion Exchange Membrane*, é muito semelhante ao PEM, mas com a diferença da membrana polimérica ser projetada para transportar aniões (OH^-) em vez de prótons (H^+). A tecnologia AEM, é a tecnologia mais recente e combina os benefícios do eletrolisador PEM e o baixo custo do AEL.

Na **Figura 17**, pode-se ver os esquemas de funcionamento dos eletrolisadores de cada tecnologia [41].

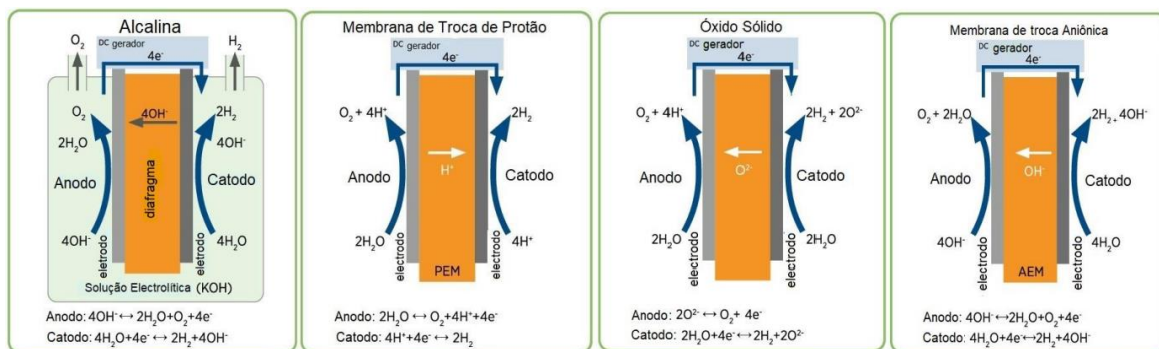


Figura 17 - Esquema dos Eletrolisadores AEL, PEM, SOE e AEM [41]

O relatório da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) [42] aponta, com base na queda dos custos das FER e na melhoria das tecnologias de eletrolisadores, a possibilidade do H₂ verde se tornar competitivo até 2030. Desta forma, o H₂ torna-se um vetor energético estratégico, que permitirá uma elevada flexibilidade de utilização transversalmente a todo o sistema energético, podendo vir a desempenhar um papel chave de forma sustentável na descarbonização da economia, como vetor de armazenamento ou valorização energética renovável, como complemento ao gás natural ou outras aplicações associadas às pilhas de combustível. Neste contexto, Portugal tem vindo mostrar a vontade de se colocar no “pelotão da frente”, tendo apresentado em 2020 a sua Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂), que promove uma política de sustentabilidade energética em torno do H₂ e cujas principais metas até 2030, são [43]:

- 5% de H₂ verde no consumo final de energia, no transporte rodoviário e na indústria;
- 10 a 15% de H₂ verde injetados nas redes de gás natural;
- 50 a 100 estações de abastecimento para H₂ entre 2 a 2,5 GW de capacidade de produção (eletrolisadores);
- 6 a 8 Mton de redução das emissões de CO₂.

De acordo com o Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal, de dezembro de 2019, prevê-se que em 2030 uma central de H₂, consuma 49,5 kWh_{ele}/ kg H₂, tendo um custo de produção de 2,12 €/kg H₂. Em 2040 o consumo passa a 47,7 kWh_{ele}/ kg H₂, com um custo de produção de 1,07 €/kg H₂.

O H₂ verde, poderá assim tornar-se numa das tecnologias mais relevantes e imprescindíveis na segurança do sistema electroprodutor e no armazenamento flexível de grandes quantidades de energia durante longos períodos de tempo, permitindo mitigar a variabilidade entre estações do ano e de FER como a energia solar fotovoltaica, eólica ou até das ondas.

Para viabilizar o uso do H₂ verde como vetor de armazenamento é urgente investir em investigação, inovação, desenvolvimento tecnológico e implementação de sistemas cofinanciados, de forma a tornar a tecnologia mais madura e acessível.

3.5. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia é um processo através do qual se armazena a energia produzida anteriormente num sistema [44]. É um pilar fundamental na transição energética

[45], pois permite ter uma fonte de energia sempre disponível, para suprir as necessidades durante períodos de interrupção de energia ou para fornecer energia a sistemas que precisam de potência em momentos específicos, como os sistemas de energia renováveis intermitentes. Tendo em vista o sistema electroprodutor atual e suas metas futuras, é cada vez mais importante o investimento em sistemas de armazenamento, para que sempre haja a quantidade suficiente para responder à procura, garantindo uma maior flexibilidade e eficiência do sistema elétrico [45]. Contudo, a energia elétrica não é armazenada na sua forma pura. Para isso, é necessário que ela seja convertida noutros tipos de energia, como mecânica, química, eletroquímica e térmica, para que possa ser guardada [44] [46].

Devido a ainda não ser possível armazenar a energia de forma prática, fácil e barata, implica que a energia elétrica deva ser sempre produzida em conformidade com a procura, tendo os sistemas de armazenamento um papel importante no apoio às FER como um agente equilibrador do sistema, tornando-o mais eficiente e seguro [45] [46].

São diversas as tecnologias que conseguem armazenar energia, no entanto, a escolha do sistema apropriado depende das necessidades específicas de cada aplicação [46]. A seguir apresentam-se algumas destas tecnologias [44] [45] [46]:

- Baterias: dispositivo eletroquímico capaz de armazenar a energia e produzir uma corrente elétrica a partir de uma reação química, conhecida como oxirredução. As baterias podem ser de chumbo-ácido, níquel-cádmio, enxofre-sódio, íões de sódio, metal-ar, estado sólido, íões de lítio, etc;
- SuperCondensadores: dispositivo capaz de armazenar energia na forma de um campo magnético, gerado através de indução por uma bobina supercondutora. Podem ser carregados e descarregados em segundos, sendo assim ideais para dar conta das necessidades de picos de potência ou de breves interrupções do fornecimento;
- Volantes de Inércia (Flywheels): dispositivo mecânico, em que durante o ciclo de carga, o excesso de energia elétrica da rede é utilizado para girar o sistema de volante através de uma máquina elétrica reversível que funciona como um motor. A energia rotacional do cilindro em rotação é armazenada na forma de energia mecânica. No ciclo de descarga, a máquina reversível atua como um gerador, convertendo a energia cinética armazenada no volante de volta em energia elétrica;

- Células de Combustível: dispositivo que converte o hidrogénio e oxigénio em energia elétrica através de uma reação eletroquímica. Diferente das baterias, desde que a célula seja abastecida permanentemente com hidrogénio, o seu uso é contínuo;
- Hidroelétrica reversível: consiste no bombeamento de água de um reservatório inferior para um superior. O processo utiliza a água armazenada para movimentar as turbinas hidráulicas (energia potencial) nos momentos em que existe mais procura de energia elétrica (horas de pico). É neste momento o sistema de armazenamento mais utilizado, eficiente e rentável do mundo.

Existem ainda outras tecnologias de armazenamento de energia, mas menos utilizadas, como os sistemas de ar comprimido, armazenamento térmico, por gravidade, de fluxo, etc [46].

De todas as tecnologias apresentadas, a solução da utilização de sistemas de armazenamento no setor das energias renováveis e sistema electroprodutor parece passar pela tecnologia das baterias de lítio, sendo o seu maior inconveniente o custo [45]. No entanto, de acordo com um recente estudo da organização *BloombergNEF* (BNEF), o custo das baterias de íões de lítio reduzirá à medida que a procura aumente no mercado de veículos elétricos e armazenamento estacionário. As instalações de armazenamento de energia em todo o mundo devem atingir 411 GW cumulativos até 2030, conforme se pode ver na **Figura 18**, que é 15 vezes superior aos 27 GW que estavam instalados em 2021 [47].

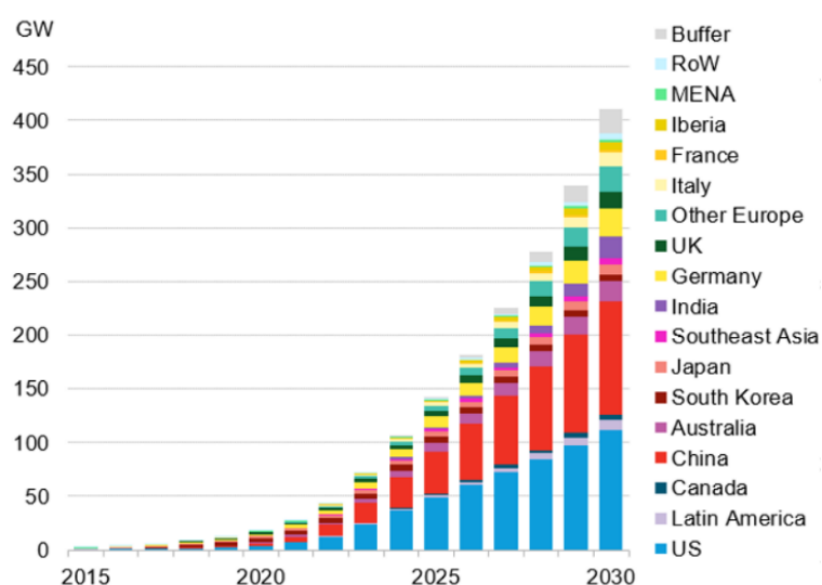


Figura 18 - Armazenamento de energia acumulada no mundo (2015-2030) [47]

Nota: "MENA" refere-se ao Oriente Médio e Norte da África. "RoW" refere-se ao resto do mundo. "Buffer" representa mercados e casos de utilização onde a BNEF não consegue prever devido à falta de visibilidade.

Os sistemas de armazenamentos são de extrema importância, pois num sistema energético sustentável, otimizado e eficiente, a capacidade de armazenar energia é tão importante como a capacidade de produzir energia.

3.6. SISTEMAS HÍBRIDOS E ISOLADOS

3.6.1 CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS HÍBRIDOS

Os Sistemas Híbridos de Energia Renovável surgiram há quase meio século para fornecer energia em áreas remotas e isoladas não eletrificadas. Nas últimas décadas, houve um crescimento acentuado na pesquisa e desenvolvimento destes sistemas híbridos [48]. As FER são ilimitadas e limpas, mas o seu maior problema é a sua natureza volátil e imprevisível na produção de energia [49]. Para contornar este problema, pode ser feita a combinação de várias FER para se obter o que se chama de Sistema Híbrido de Energia Renovável [50], superando-se assim a variabilidade e aleatoriedade de uma única fonte de energia renovável [51]. São definidos como “híbridos”, pois recorrem a duas ou mais tecnologias para fornecer energia, tendo pelo menos uma tecnologia de origem renovável [48] [50]. Os sistemas híbridos exploram sinergias para melhorar a confiabilidade e a eficiência do sistema, mantendo a estabilidade no fornecimento de energia. Em comparação com sistemas baseados numa única fonte, o sistema híbrido aproveita as características complementares de várias FER para melhorar a utilização de energia, sustentabilidade, eficiência e otimização do armazenamento de energia [48] [51]. Desta forma, os requisitos do sistema de produção de energia não renovável através de combustíveis fósseis e do sistema de armazenamento podem ser reduzidos, quando comparados com um sistema com uma única fonte de energia. O sistema híbrido geralmente inclui baterias para armazenar a energia e fornecer energia para cargas AC, DC ou ambas. É a melhor solução para fornecer energia a áreas rurais afastadas das grandes povoações, evitando assim a construção de uma longa rede de transmissão de eletricidade [49].

Os sistemas híbridos têm sido extensivamente estudados nos últimos anos, recaindo grande parte da literatura em sistemas híbridos constituídos por FER de tecnologia solar fotovoltaica, eólica, hidroelétrica, geotérmica, energia das ondas e biomassa (como fonte primária), com recurso a sistemas de armazenamento de energia e centrais térmicas existentes como *backup* [51] [52] [53] [54]. No futuro, os sistemas híbridos tornar-se-ão mais complexos e eficientes, utilizando mais tecnologias de FER e em simultâneo,

abandonando por completo o recurso a combustíveis fósseis e recorrendo à cogeração renovável e hidrogénio verde.

Existem diversas possibilidades viáveis de combinações de sistemas híbridos, dependendo da necessidade e da disponibilidade de recursos num determinado local. Esses sistemas são uma alternativa segura para a produção de eletricidade em ilhas, aldeias remotas e outros locais onde a energia da rede elétrica convencional não é acessível, e onde a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis pode ser significativa. A combinação de energia solar e eólica num sistema híbrido é uma das soluções mais comuns [53] e promissoras, devido à sua natureza complementar, como se pode ver na **Figura 19** [55]. Nas estações com baixa velocidade do vento, geralmente é quando a radiação solar está mais intensa, enquanto nas estações com menor radiação solar, o vento tende a ser mais forte. No entanto, é importante realçar que estas fontes de energia são dependentes do local e de condições climáticas imprevisíveis [56].

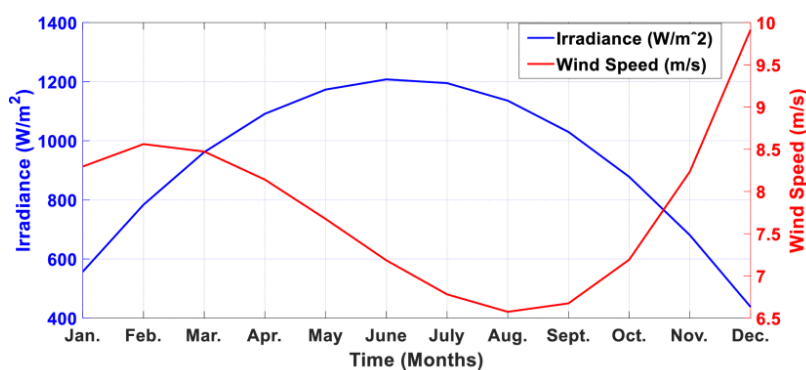


Figura 19 - Perfis complementares de energia solar fotovoltaica e eólica [55]

NOTA: A **Figura 19**, mostra a média mensal da irradiância solar e velocidade do vento, no estado americano do Colorado em 2019.

Independentemente da sua imprevisibilidade, os Sistemas Híbridos de Energia Renovável promovem uma aceleração da descarbonização, otimização da gestão das FER e uma diminuição da independência energética de forma sustentável.

O sistema híbrido de energia renovável, pode ser categorizado como autónomo (*off-grid*) ou ligado à rede (*on-grid*) [54]. Existem diversas combinações possíveis para os sistemas híbridos de energia renovável, no entanto, atualmente as mais comuns são [55]:

- Sistema híbrido de energia eólica-solar;
- Sistema híbrido de energia eólica-solar-gasóleo;
- Sistema híbrido de energia eólica-solar-bateria;

- Sistema híbrido de energia eólica-gasóleo;
- Sistema híbrido de energia solar-gasóleo.

Outros sistemas híbridos de energia, também podem ser aplicados, como o sistema eólico-hidroelétrico, solar-hidroelétrico, solar-eólico-geotérmico, etc.

Os sistemas híbridos de energia renovável possuem várias configurações possíveis, sendo uma forma de classificar estas arquiteturas através dos seus barramentos, nomeadamente [54] [55] [57]:

- Barramento DC: diferentes fontes de energia são ligadas ao barramento DC através de conversores DC/DC ou AC/DC. A carga AC e a rede principal também podem ser ligadas ao barramento DC através de um inversor DC/AC. Ideal para cargas DC, pois são alimentadas diretamente do barramento;
- Barramento AC: diferentes fontes de energia são ligadas ao barramento AC diretamente ou através de inversores DC/AC. A carga AC e a rede principal são ligadas ao barramento AC;
- Barramento duplo AC/DC: possui barramento DC e barramento AC. Utilizado em sistemas em que haja um número equitativo de fontes de energia DC e AC, tornando-se uma forma mais eficiente de integrar as diversas fontes de energia.

3.6.2 FUNCIONAMENTO HÍBRIDO OTIMIZADO

Sistemas híbridos de energia renovável com armazenamento, podem ser, atualmente a melhor solução, para fornecer energia elétrica a áreas isoladas, como o caso das ilhas. O excesso de eletricidade produzida é armazenado em baterias durante o período de baixa procura e utilizado posteriormente para suprir a necessidade de eletricidade aquando de um período de baixa produção renovável ou procura elevada. As FER solar fotovoltaica e eólica são consideradas as mais promissoras, devido à sua natureza e facilidade de disponibilidade, sendo que a sua utilização cresceu significativamente e se tornou muito económica [49].

Com a implementação de sistemas híbridos, resulta uma maior flexibilidade dos sistemas, tornando assim, o aproveitamento dos recursos renováveis mais eficiente, devido a diferentes tecnologias de FER se poderem complementar (exemplo: eólica e solar). A hibridização possui outras vantagens, como diminuir os custos de produção e maximizar a capacidade de ligação à rede através do reforço da capacidade instalada sem recurso a

investimento adicional na rede. O problema da intermitência das FER é reduzido em sistemas híbridos, diminuindo assim a necessidade de ter outras opções baseados em combustíveis fósseis [49]. Nas centrais eólicas, de forma a aumentar a produção de eletricidade e otimizar investimentos já realizados, o futuro passará pela hibridização, pelo sobreequipamento e pelo reequipamento [5]. Tanto o sobreequipamento, como o reequipamento, são formas de aumentar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis minimizando os custos para o consumidor e para o ambiente, porque otimizam investimentos na rede já realizados. O sobreequipamento consiste num aumento de potência instalada até ao limite de 20%, já o reequipamento, refere-se à substituição total ou parcial dos equipamentos geradores do centro electroprodutor por fim de vida útil, por equipamentos mais eficientes [5] [8].

De acordo com a opinião dos principais *stakeholders*, para uma maior maximização do valor dos projetos, prevê-se a instalação de centrais de autoconsumo com sistemas híbridos (eólico e solar), para o abastecimento de eletrolisadores para produzir hidrogénio, privilegiando-se uma operação sem ligação à RESP [4].

Para ser possível alcançar uma central híbrida otimizada, é necessário realizar o seu dimensionamento, por forma a se definir a capacidade dos geradores e o melhor custo/benefício. Sem um dimensionamento adequado existe o risco de subdimensionamento ou sobredimensionamento do sistema [50]. Este dimensionamento pode ser realizado através de *software* (*HOMER, iHOGA, LEAP, RREAD, VIPOR, SOLSIM, Hybrid2, RETScreen, TRNSYS, MATLAB, etc*) [49] [50] ou métodos tradicionais (analítico, probabilístico, inteligência artificial e abordagem iterativa). Os métodos de otimização utilizados em sistemas híbridos de energia renovável, são classificados em três categorias: clássicos (programação linear e não linear, de objetivos de escolha múltipla, algoritmos evolutivos multiobjectivos, etc), artificiais (algoritmos genéticos, lógica difusa, redes neurais, enxame de partículas, etc) e híbridos (combinação de dois ou mais algoritmos, que permite explorar as vantagens desses métodos para superar as desvantagens de um único algoritmo). Para além disso, os sistemas híbridos têm de ser otimizados para um melhor controlo e gestão do sistema. Os parâmetros que devem ser controlados são: a estabilidade (tensão e frequência do sistema), a proteção (fluxo de energia) e o equilíbrio de potência (distribuição da produção pela carga). Nas turbinas eólicas e solar fotovoltaico, a otimização do controlo é

realizada através do *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). A gestão do sistema híbrido pode seguir uma estratégia puramente técnica, económica ou técnico-económica [50].

A produção das FER pode ser facilmente prevista com base em históricos de dados meteorológicos, com a ajuda de previsões meteorológicas de longo prazo e sensores de irradiação solar, direção, anemómetros, termómetros e analisadores de energia colocados na fonte. As flutuações de energia nas FER precisam ser entendidas de maneira muito diferente, em comparação com fontes de energia convencionais, para que a produção e o despacho de energia, possam ser aumentados à medida que a procura aumenta. A previsão da radiação solar é fácil, pois a energia da luz num local específico é bastante constante e possui apenas flutuações sazonais, já a previsão do vento é mais inconsistente, mesmo no período de um dia. Se a produção de energia renovável não for conhecida com antecedência, a hierarquização não poderá ser feita e isso se tornará uma nova variável na otimização do sistema [49].

A tecnologia Power-to-X (P2X) é uma unidade que transforma energia elétrica (P) em outra coisa (X) a partir de fontes renováveis. Pode converter e armazenar o excedente de eletricidade de FER, em outras formas de energia, como o hidrogénio verde por meio de eletrolisador, otimizando assim, a eficiência geral do sistema. O P2X utilizado em sistemas híbridos renováveis, pode reduzir custos, e aumentar a flexibilidade, sustentabilidade e confiabilidade do sistema, se dimensionado adequadamente [48]. O hidrogénio pode ser armazenado em tanques, que depois podem servir como fonte para alimentar as células de combustível, podendo um dia substituir os geradores a gásóleo [58].

3.6.3 CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS

Existem mais de 100 000 ilhas habitadas entre todo o mundo [53]. Destas, 1 785 ilhas possuem uma população entre 1 000 e 100 000 habitantes e o consumo total de eletricidade destas ilhas ronda os 50 000 GWh/ano, o que implica um elevado consumo de combustíveis fósseis. A maioria destas ilhas pequenas, possui sistemas de produção de energia isolados, compostos por centrais térmicas alimentadas a combustíveis fósseis. Isto afeta o equilíbrio ecológico das ilhas e implica uma dependência financeira dos combustíveis fósseis e dos custos elevados da produção de eletricidade. No entanto, estas ilhas podem acelerar a sua transição energética, graças ao seu enorme potencial de FER [59]. Embora as microrredes isoladas de tecnologia única possam alcançar grandes objetivos no acesso à energia, a opção

mais económica e viável para fornecer eletricidade é através de sistemas híbridos, podendo mesmo reduzir o custo médio de produção entre 0,3% a 8% [59]. Um sistema híbrido é a melhor opção para ilhas pequenas aumentarem a penetração de energias renováveis no *mix* energético, especialmente quando não há interligação com o continente ou outras ilhas.

Os sistemas elétricos isolados têm de produzir e gerir a sua própria energia, pois não estão ligados a rede elétrica principal, como é o caso de ilhas e aldeias remotas, logo o planeamento energético nestas regiões tem de ser alvo de uma análise mais específica e cuidada [53]. Como em qualquer sistema elétrico, ligado à rede principal ou isolado, a carga está continuamente a variar, de modo que também a energia produzida terá de variar de forma contínua para existir um equilíbrio entre a produção e o consumo. Para isso, são automaticamente monitorizadas e reguladas, dentro da gama admissível de valores, os seguintes parâmetros elétricos:

- Desequilíbrios de tensão;
- Oscilações de frequência;
- Distorção harmónica;
- Fator de potência;
- Variações do valor eficaz de tensão;
- Congestionamentos da rede;
- Energia reativa;
- Proteções.

Para um maior controlo dos sistemas híbridos isolados, foram desenvolvidos nos últimos anos tecnologias de redes inteligentes, incluindo comunicação, monitorização, controlo e autocorreção, de forma a impulsionar ainda mais a utilização de energias renováveis [60].

Nos sistemas híbridos de uma microrrede isolada, uma perda súbita de produção, por diminuição dos níveis de irradiação solar (sistemas fotovoltaicos) ou redução da velocidade do vento (energia eólica), entre outras, pode levar à queda da frequência devido ao desequilíbrio que se estabelece entre a potência renovável produzida e a carga da rede. Nestas situações ocorre a intervenção de uma reserva de energia que pode ser conseguida através de sistemas de armazenamento de energia ou grupos geradores.

As microrredes híbridas isoladas são vulneráveis a desvios de frequência e tensão, pois são sistemas que possuem menor inércia que um sistema de energia convencional. Deste modo, normalmente possuem um gerador a gásóleo baseado num gerador síncrono que produz a frequência e tensão nominal do sistema. No entanto, é necessário uma estratégia de controlo diferente que seja isenta de combustíveis fósseis, como por exemplo os sistemas de armazenamento de energia como baterias, hidrogénio, entre outros [61].

3.7. ANÁLISE SUMATIVA

A importância da criação de sistemas híbridos num sistema electroprodutor isolado, como o caso das regiões insulares ou zonas remotas, compostos por diversas tecnologias de FER e conjugados com sistemas de armazenamento, é fundamental tanto do ponto de vista técnico, ambiental e económico. Portugal tem feito avanços significativos na transição para fontes de energia mais limpas e sustentáveis nas últimas décadas, com destaque para a energia solar fotovoltaica, eólica, hídrica (aqui não estudada), biomassa e mais recentemente em tecnologias de armazenamento, como o H₂ e baterias. Aqui está uma análise sumativa dos principais aspetos relacionados a essas fontes de energia e sistemas de armazenamento:

A energia solar fotovoltaica desempenha um papel crucial na diversificação da matriz energética de Portugal e na redução das emissões de CO₂. O país possui um alto potencial de irradiação solar, tornando-a uma fonte abundante e confiável de produção de eletricidade.

A energia eólica é um dos grandes pilares na estratégia para a neutralidade carbónica de Portugal, contribuindo substancialmente para a capacidade de produção elétrica do país. Portugal tem uma localização geográfica favorável à produção eólica, através da sua extensa costa atlântica e áreas montanhosas, permitindo o desenvolvimento de parques eólicos *onshore* e *offshore*. A instalação de parques eólicos *offshore* será uma estratégia importante para aumentar a capacidade de produção eólica atual.

A energia da biomassa para além de promover uma maior variedade na fonte de energia renovável, também contribui para uma melhor gestão sustentável de resíduos urbanos e da exploração florestal, diminuição do risco de incêndio e promoção do desenvolvimento rural.

Os sistemas de armazenamento, como baterias e hidrogénio verde, desempenharão um papel vital na integração de fontes intermitentes de energia renovável, como a solar fotovoltaica e a eólica, na rede elétrica. Permitem o armazenamento de energia quando a

produção é alta e sua libertação quando a procura é maior, melhorando a confiabilidade e a estabilidade da rede. Os sistemas de armazenamento também podem reduzir a necessidade de investimentos em infraestrutura de rede. O hidrogénio verde é uma inovação importante para Portugal, tornando-se uma alternativa promissora para o armazenamento de energia renovável e para a eletrificação de setores difíceis de descarbonizar, como as viaturas pesadas e a indústria. Portugal está a investir em projetos de produção de hidrogénio verde, aproveitando o seu potencial eólico e solar, podendo para além da descarbonização, desempenhar um papel crucial na estabilização da rede elétrica.

Em resumo, todas as FER e tecnologias de armazenamento associadas, desempenharão um papel fundamental na transformação do sistema electroprodutor português, numa fonte de energia mais limpa e sustentável. Estes avanços são essenciais para alcançar metas ambientais, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover a sustentabilidade a longo prazo no setor energético português.

Na **Tabela 4**, pode-se ver um resumo da previsão dos custo de investimento (€/W) das FER e tecnologias associadas para os anos 2030 e 2040 [5].

Tabela 4 – Custo de investimento (€/W) das FER e tecnologias associadas [5]

Tecnologia	2030	2040	Diferencial
Solar Fotovoltaico (€/W)	0,645 (€/W)	0,477 (€/W)	-26,0%
Eólica onshore (€/W)	0,980 (€/W)	0,792 (€/W)	-19,2%
Eólica offshore flutuante (€/W)	2,40 (€/W)	2,16 (€/W)	-10,0%
Baterias (Li) (€/W)	1,00 (€/W)	0,90 (€/W)	-10,0%
Eletrolisador PEM (€/W)	0,70 (€/W)	0,70 (€/W)	0,0%
Pilhas de combustível PEM (€/W)	2,00 (€/W)	1,60 (€/W)	-20,0%
Incineração de biomassa (€/W)	4,23 (€/W)	3,81 (€/W)	-9,9%
Biocombustíveis – pirólise (€/W)	0,96 (€/W)	0,96 (€/W)	0,0%
Biocombustíveis – gaseificação (€/W)	1,60 (€/W)	1,28 (€/W)	-20,0%

Constata-se que a energia solar fotovoltaica é a tecnologia renovável, com um custo de investimento (€/W) inferior e com uma perspetiva de maior redução até 2040. A incineração da biomassa, por seu lado, é a tecnologia que apresenta um custo de investimento mais elevado, seguido da eólica *offshore*. À exceção dos eletrolisadores PEM e da pirólise, em que o seu valor de investimento (€/W) se mantém estável entre os anos 2030 e 2040, todas as outras tecnologias apresentam uma queda de preço bastante significativa, o que leva a que a aposta nas renováveis seja mais rentável e competitiva, face aos combustíveis fósseis e desta forma se atinja de uma forma mais célere a neutralidade carbónica até 2050.

4. CASO DE ESTUDO: CARACTERIZAÇÃO ENERGÉTICA DA ILHA GRACIOSA

4.1. CARATERIZAÇÃO DO LOCAL – ILHA GRACIOSA

A ilha Graciosa, localizada no Oceano Atlântico Norte, faz parte das nove ilhas vulcânicas do grupo central da Região Autónoma dos Açores, situando-se no seu extremo noroeste e é a segunda ilha mais pequena do arquipélago, a seguir ao Corvo. É a menos montanhosa, pelo que apresenta níveis de precipitação mais reduzidos que as ilhas vizinhas [62]. Está a cerca de 1 600 km a oeste de Portugal Continental (Lisboa) e a cerca de 1 180 km a noroeste da Madeira. Possui uma área de 60,65 km² [63] [64], 10 km de comprimento e 7 km de largura [65] [66], com um formato oval e um pico de altitude de cerca 402 metros. Possui uma população atual de cerca 4 090 pessoas, segundo os censos de 2021 [67].

Antes da implantação do sistema híbrido da Graciólica, a ilha dependia quase exclusivamente da central termoelétrica a gasóleo para alimentar a maior parte do consumo de eletricidade da ilha. Havia, no entanto, um parque eólico pequeno de 820 kW, que contribuía com cerca de 17% da produção anual de eletricidade da ilha. O antigo parque eólico funcionava em conjunto com um volante de inércia, capaz de fornecer 500 kW por um período máximo de 30 segundos, com um tempo de aceleração de 3 metros por segundo para passar de 0 a ± 500 kW, de forma a auxiliar na regulação da frequência da rede elétrica [63]. Com a construção do sistema híbrido da Graciólica, o parque eólico de 820 kW e volante de inércia, foram desativados.

A rede de transporte de energia elétrica da ilha é constituída por duas linhas subterrâneas de Média Tensão (MT) de 15 kV, através de cabos LXHIOV 1x120 mm², que

interligam as instalações da Gracióllica à Central Termoelétrica da Graciosa, com uma extensão de rede de 470 metros [62] [68].

Na **Figura 20**, pode-se ver o esquema unifilar simplificado da rede de transporte [68].

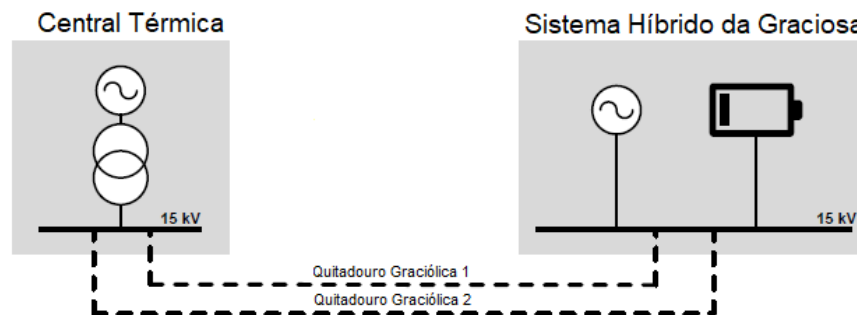


Figura 20 - Esquema unifilar simplificado da rede de transporte [68]

A ilha é dotada de uma rede de distribuição em Média Tensão (MT) de 15 kV e uma rede de distribuição em Baixa Tensão (BT) de 0,4 kV. A rede MT apresenta uma extensão de 65,77 km, dos quais 9,95 km são em cabos subterrâneos e 55,82 km em rede aérea, entregando a energia elétrica a um total de 74 postos de transformação, 22 dos quais de serviço particular [68] [69]. Na **Figura 21**, pode-se ver o mapa com a localização geográfica da rede MT da ilha Graciosa, em 31 de dezembro de 2022.

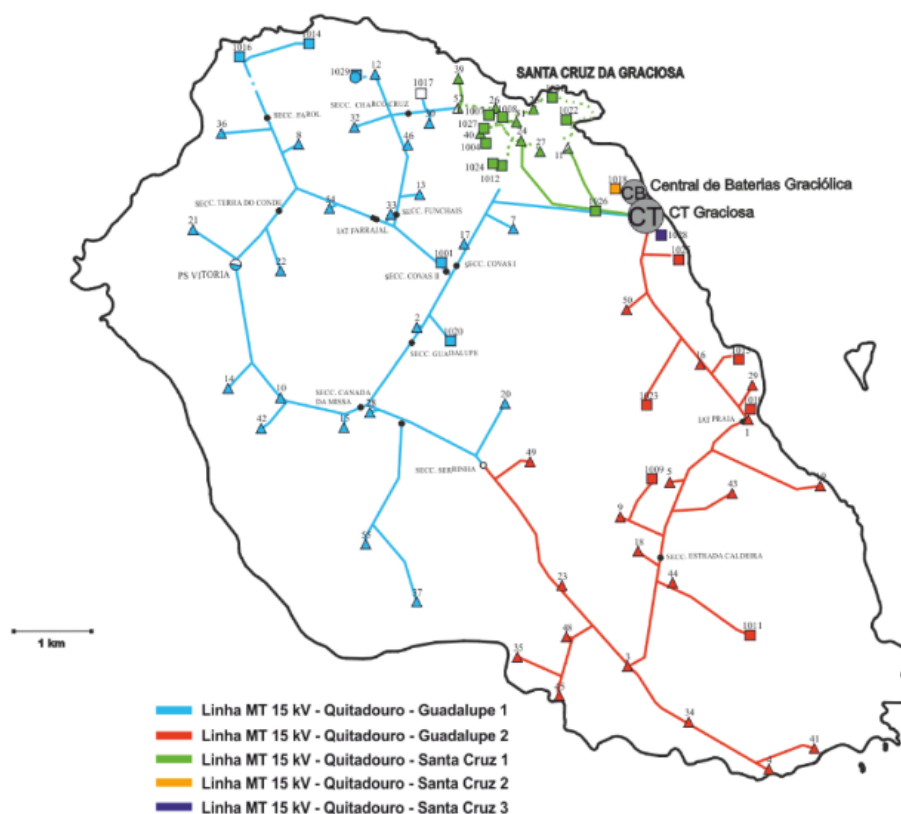


Figura 21 - Mapa com a localização geográfica da rede MT da ilha Graciosa [68]

4.2. ORIGEM DO PROJETO DA GRACIÓLICA

Este projeto pioneiro, nasceu em 2005-2006 através da empresa alemã SOLON AG (à data o maior produtor alemão de painéis fotovoltaicos), que pretendia testar um sistema de armazenamento de energia elétrica através de baterias que permitisse maximizar a penetração de energias renováveis numa pequena rede isolada. Para a realização do empreendimento, a SOLON contactou a Eletricidade dos Açores S.A. (EDA), concessionária do transporte e distribuição da rede elétrica das Regiões Autónomas dos Açores, que se mostrou disponível para dar todo o apoio e adquirir a energia elétrica de origem renovável produzida pelo sistema híbrido [70] [71].

Após decisão de o projeto-piloto ser instalado na Ilha Graciosa, em 2007, iniciou-se efetivamente a colaboração entre a EDA e a SOLON AG, sendo facultada a informação sobre o sistema elétrico da ilha [70].

Em 2009, foi constituída a empresa Younicos AG, através da fusão da SOLON Laboratories AG com a I-Sol Ventures GmbH e inaugurou-se em Berlim uma instalação de testes que permitiria simular o funcionamento do sistema de produção híbrido numa microrrede isolada com as características das da ilha Graciosa [70].

Em 2011, a EDA criou uma equipa específica para acompanhamento deste projeto, a qual visitou o centro tecnológico da Younicos, onde foram realizados diversos testes laboratoriais para simular a integração do sistema híbrido de energias renováveis no sistema elétrico da ilha Graciosa. Nestes testes, foram detetados vários problemas ao nível da integração de todos os sistemas, no *software* de gestão de energia EMS (*Energy Management System*), sendo estabelecidos requisitos para o projeto poder operar na ilha Graciosa [70].

Em 2012 e 2013, foi celebrado, respetivamente, um MPPA (*Master Power Purchase Agreement*) e um contrato de aquisição de energia PPA (*Power Purchase Agreement*), após aprovação pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Foi constituída em 2012 a empresa Gracióllica Unipessoal Lda para gerir o projeto. Em 2013, devido à dimensão e interesse público, o projeto-piloto passou a ser reconhecido pelo Governo Regional dos Açores como Projeto de Interesse Regional, obtendo um significativo incentivo financeiro do Programa Operacional dos Açores [70] [71].

Entre 2013 e 2015, elaborou-se um estudo exaustivo e detalhado, abordando questões como limitações do sistema, qualidade de serviço e segurança no abastecimento [70].

Entre 2014 e 2016, foram construídas as instalações que constituem atualmente o sistema, desde o parque eólico, central fotovoltaica e central de baterias [70].

Em 2016, a equipa de acompanhamento da EDA foi reforçada e foi dado início aos ensaios de comissionamento do sistema híbrido. Também, neste ano, contratou-se o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência do Porto (INESC TEC), como entidade independente, para validação dos resultados dos ensaios [70].

Em 2017, foram realizados ensaios conjuntos ao sistema híbrido, entre a Younicos, EDA e INESC TEC, em que se concluiu que o *software* de gestão de energia EMS não possuía maturidade e capacidade tecnológica necessária [70].

Entre 2017 e 2018, houve um impasse no projeto, devido a um “desentendimento” entre acionistas da empresa Graciólica, nomeadamente, a alermã Younicos e a dinamarquesa Recharge, devido à alteração do *software* de gestão de energia EMS. A Recharge, do grupo HowardScott e com um capital de 50,1% [72] [73], assume o controlo da empresa Graciólica e contrata a Greensmith Energy (empresa do grupo Wäertsilä) para desenvolver um novo sistema de gestão de energia e a Tractebel Engie assume a gestão do projeto, com o apoio da EDA, Greensmith, Siemens e Leclanché, concluindo assim em 2018, a integração do sistema híbrido da Graciólica no sistema elétrico da ilha Graciosa [70].

Em dezembro de 2018 foram realizados os primeiros ensaios com todo o sistema de produção híbrido da ilha Graciosa em funcionamento [70].

Em julho de 2019, ficou concluída, com sucesso, a última fase de testes [70] e em agosto de 2019 é obtida a licença de exploração que permite a ligação do sistema de produção híbrido à rede [74] e realizado o auto formal de ligação à rede pública de energia elétrica da ilha Graciosa [70].

Em fevereiro de 2020, o projeto foi inaugurado pelo Presidente do Governo Regional dos Açores Vasco Cordeiro [75] [76].

O investimento do projeto, foi de 22,5 milhões de euros, tendo recebido apoio em cerca 4,5 milhões de euros, através de subsídios não reembolsáveis [74] [77].

4.3. SISTEMA INTELIGENTE DE GESTÃO DE ENERGIA

O sistema inteligente de gestão de energia, provido de inteligência artificial, é responsável pela gestão completa do sistema electroprodutor da ilha Graciosa [71]. O EMS comunica com interfaces localizadas a jusante de cada planta individual, de forma a conseguir um controlo efetivo do sistema sem comprometer a segurança da rede [64]. Atua continuamente em todos os ativos do sistema híbrido, para garantir que a rede permaneça segura na transmissão e distribuição de energia, evitando assim, possíveis problemas causados pela falha de alguns equipamentos. Em simultâneo, procura otimizar a exploração do sistema elétrico [71].

Este sistema utiliza informações de previsão dos dados meteorológicos e diagrama de carga da ilha, para tomar decisões de forma preditiva. Nesse processo, são utilizados algoritmos de previsão de consumo e produção. A operação é realizada do ponto de vista multi-temporal, pois é necessário tomar algumas ações de controlo para preparar um determinado recurso alguns instantes antes de este estar disponível [71]. O EMS recebe atualizações do estado de operação e emite uma ampla variedade de pontos de ajuste de operação. Foram também concebidas e implementadas estratégias de perda de comunicação entre o EMS e essas interfaces, para garantir que a rede da ilha permaneça segura e resiliente quando ocorrerem eventos de perda de comunicação [64]. É o responsável por fazer a gestão de todas as unidades de produção (renovável e não renovável) e armazenamento, incluindo a previsão da carga da ilha e da produção renovável, a fim de otimizar a utilização dos grupos geradores a gásóleo e maximizar a penetração renovável [63].

O sistema inteligente de gestão de energia, foi desenvolvido pela empresa Greensmith e é denominado de *Greensmith Energy Management System* (GEMS).

O GEMS, é considerado o “cérebro” do sistema híbrido. Possibilita uma monitorização em tempo real de todo o sistema, obtendo de forma continua dados de produção, consumo, estado dos órgãos de manobra, etc. Caso surja algum elemento fora do pré-estabelecido é gerado um alarme. Para além de monitorizar, o GEMS permite realizar operações de controlo para manter a estabilidade da rede e a segurança do fornecimento de energia, assim como ligar/desligar órgãos de manobra em casos de manutenção. É através do GEMS que é feita a comunicação com a central termoelétrica da Graciosa, dando ordem de arranque ou paragem dos geradores a gásóleo e estipulando a sua produção, mediante as necessidades do sistema híbrido a cada momento.

Com o objetivo de maximizar a penetração das energias renováveis enquanto fornece à ilha energia confiável e de alta qualidade, o GEMS foi projetado para:

- Despachar níveis ótimos de energia para todos os ativos por forma a garantir que o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia seja sempre cumprido;
- Operar o sistema com margens de reserva adequadas para garantir que distúrbios no sistema e perdas de ativos de produção não comprometam a estabilidade e confiabilidade da rede;
- Realizar o controlo de tensão e frequência;
- Fornecer interface SCADA para monitorização e controlo ao operador da Graciólica.

Na **Figura 22**, pode-se visualizar a interface *web* do GEMS onde consta o diagrama global dinâmico e em tempo real, do sistema híbrido da Graciosa (desenvolvido pela Greensmith).

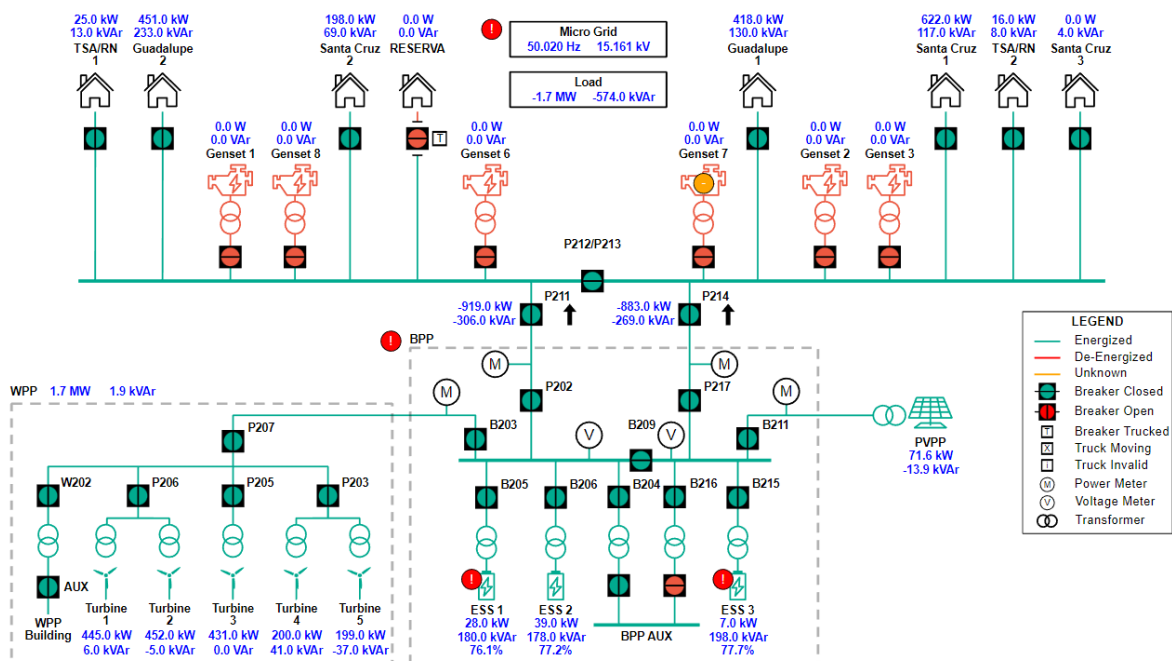


Figura 22 - Diagrama unifilar do sistema híbrido da Graciosa (captura de ecrã do GEMS)

Neste diagrama é possível ver, de uma forma simplificada, a produção, de forma individual, das 5 turbinas eólicas, das 3 unidades de armazenamento, da central solar e dos 6 geradores a gásóleo. Da mesma forma, também é possível ver o consumo das cargas da ilha e o estado dos disjuntores.

O GEMS é capaz de controlar as entradas e saídas das centrais eólica, solar, armazenamento e de gasóleo. Os objetivos da operação do GEMS são (em ordem de prioridade) [63]:

1. Manter a estabilidade da rede e a segurança do abastecimento (N-1);
2. Maximizar a penetração de energias renováveis através da previsão da carga e da produção renovável;
3. Minimizar o custo operacional da central termoelétrica, tendo em conta diferentes restrições operacionais dos grupos geradores a gasóleo;
4. Manter ou mesmo melhorar a qualidade da energia na rede.

A Graciólíca e a EDA são as únicas entidades com acesso ao sistema híbrido da Graciosa. Como proprietária do *software* GEMS, da central de baterias, das centrais renováveis eólica e solar fotovoltaica e da subestação renovável, a Graciólíca atua como operadora principal da microrrede híbrida da Graciosa. A Graciólíca tem acesso total a todas as funcionalidades do GEMS, permitindo-lhes operar a microrrede no modo automático ou no modo manual. Em estado normal de funcionamento, a Graciólíca opera inclusive os próprios grupos geradores a gasóleo da EDA, através do GEMS. Por sua vez, a EDA como concessionária da rede e dona da central termoelétrica, tem acesso de leitura ao GEMS, permitindo-lhes monitorizar a microrrede em detalhe e definir restrições e horários dos geradores, bem como a frequência e tensão da rede [63].

Como forma de operação redundante, ou em caso de emergência, a EDA pode assumir o controlo dos grupos geradores a gasóleo e do sistema híbrido da Graciólíca, através do GEMS, podendo assim, abrir os disjuntores de interligação entre a subestação renovável e a subestação termoelétrica [63].

4.4. CONSUMO DA ILHA GRACIOSA

Analisando a **Figura 23**, retirada da aplicação *web* do GEMS e que representa o perfil de consumo da ilha Graciosa entre 01/01/2020 a 31/12/2022, ou seja, os últimos 3 anos civis completos, pode-se verificar que o consumo médio da ilha se encontra entre 1,5 e 1,6 MW. Neste período de 3 anos, o consumo da ilha teve um pico máximo em 12/08/2022, chegando aos 2,4 MW. O consumo mínimo, foi encontrado em 16/05/2022, com cerca de 0,9 MW.

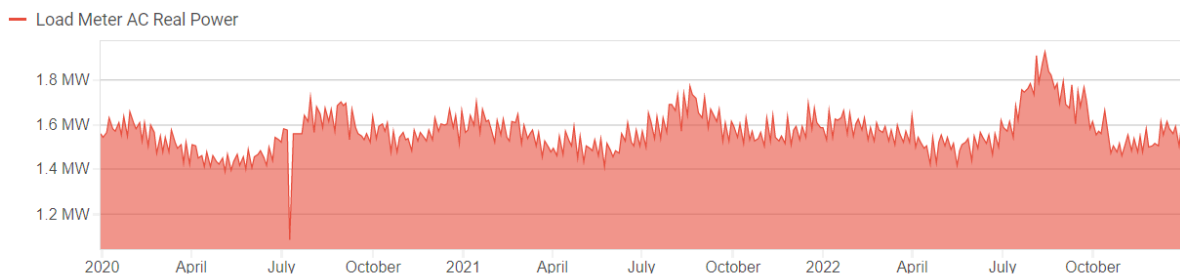


Figura 23 - Perfil de consumo da Ilha de 01/01/2020 a 31/12/2022

NOTA: Nos dias 7 e 8 de julho de 2020, não existem dados de consumo, devido a uma provável manutenção do GEMS.

Na **Figura 24**, são apresentados pela EDA [68] 4 diagramas de carga do ano de 2022 da ilha Graciosa, representativos do perfil de consumo para cada estação do ano em diferentes dias típicos da semana: dias úteis (4ª feira), sábados e domingos/feriados. Através dos diagramas de carga, pode-se constatar que o consumo da ilha em dias semanais é superior aos fins de semana e feriados e que o consumo é superior nos meses de verão e inverno.

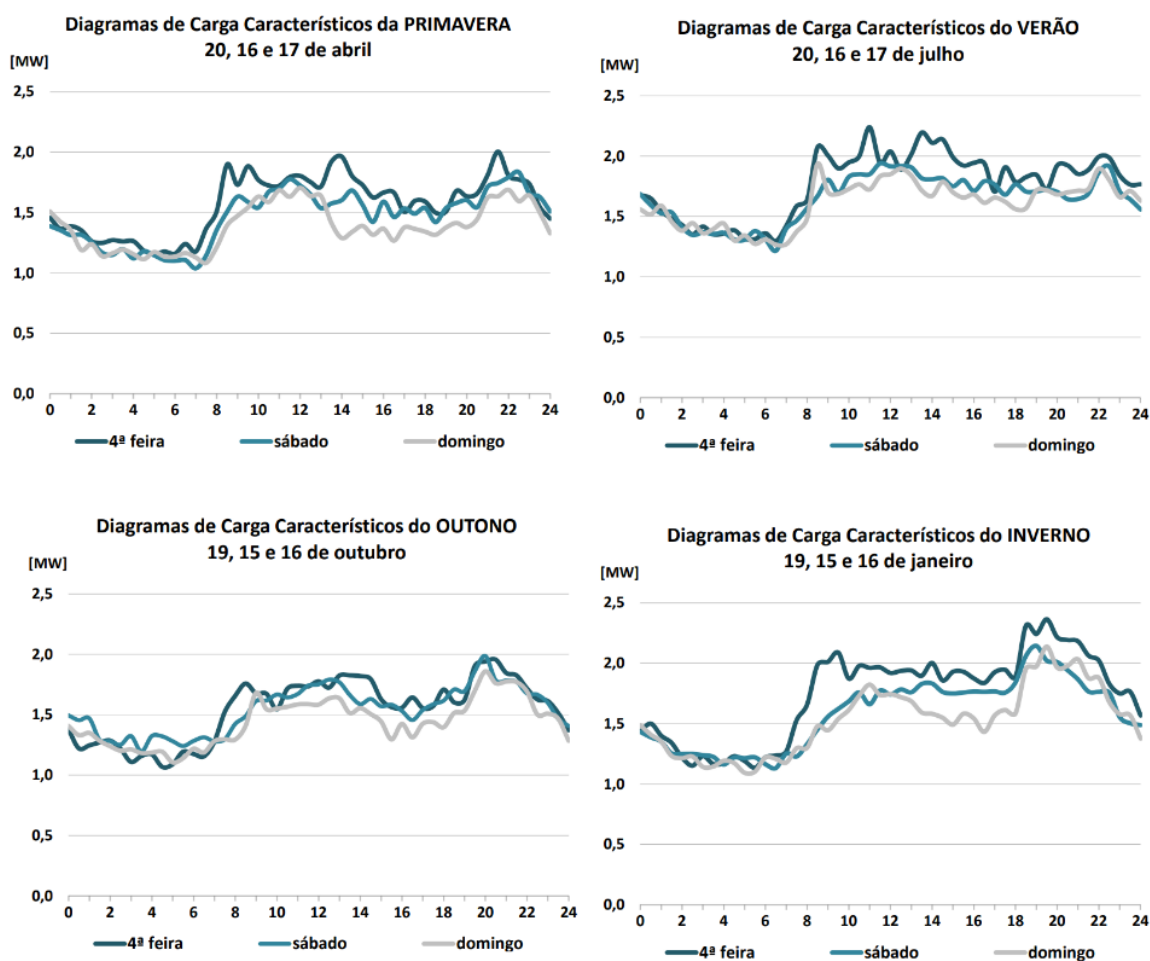


Figura 24 - Diagramas de carga da Graciosa para as 4 estações do ano de 2022 [68]

O consumo total de energia elétrica da ilha, renovável e não renovável, no período de 01/01/2020 a 31/12/2022, foi cerca de 42,19 GWh, sendo 13,91 GWh, 14,05 GWh e 14,23 GWh, respetivamente nos anos 2020, 2021 e 2022 [78]. Constata-se, portanto, uma subida, mas muito ligeira, dos consumos da ilha aos longo dos 3 últimos anos.

4.5. CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO ATUAL

Na **Figura 25**, pode-se ver a localização dos ativos que constituem o atual sistema híbrido da ilha, nomeadamente, as turbinas eólicas que estão localizadas no parque eólico da Serra Branca, parte sudoeste da ilha. As centrais fotovoltaica e de armazenamento, assim como a central termoelétrica da EDA, estão localizados no mesmo local, na parte nordeste da ilha [63].



Figura 25 - Localização dos ativos do sistema híbrido [63]

4.5.1 CENTRAL EÓLICA

O parque eólico é composto por 5 aerogeradores ENERCON, modelo E-44 de 900 kW cada, totalizando 4,5 MW [64] [69] [71]. Estão localizados na Serra Branca e distribuídos no terreno, como nos mostra a **Figura 26**. Os aerogeradores fazem a interligação no nível de tensão de 15 kV com as celas de MT do Posto de Seccionamento do parque eólico, que fica situado num edifício junto às torres, através de 3 ramais MT subterrâneos independentes.

Devido à distância entre o parque eólico sito na Serra Branca e a central de baterias (ver **Figura 25**) foi necessário construir uma linha de Média Tensão privada, com um nível de tensão de 15 kV, para poder transportar a energia produzida. A linha é constituída por três secções diferentes. A primeira secção é feita através de 90 metros de cabo subterrâneo desde o edifício do Posto de Seccionamento do parque eólico até ao poste mais próximo deste. A segunda secção é aérea, com cerca de 5 km de rede, através de 26 postes entre o poste mais próximo do parque eólico e o poste mais próximo da central de baterias. A terceira secção, do poste mais próximo da central de baterias à subestação da central de baterias, é feita através de 90 metros de cabo subterrâneo.



Figura 26 - Fotografia captada por drone, com os 5 aerogeradores da ilha Graciosa

O papel do parque eólico é ser a principal fonte de energia da ilha. Cada aerogerador ENERCON E-44, integra no interior da torre um transformador de 1 100 kVA 0,4/15 kV. A tecnologia da ENERCON, possui um sistema de transmissão AC flexível, que permite que os aerogeradores forneçam recursos importantes para a rede, como [64]:

- Potência reativa: cada aerogerador E-44, consegue fornecer até 630 kvar de potência reativa nominal, em ambas as direcções (indutiva e capacitiva);
- Suporte a falhas: cada aerogerador E-44, permanece conectado à rede, até um máximo de 5 segundos, durante subtensões e sobretensões na rede. Além disso, durante uma queda de tensão, o aerogerador pode ser configurado para não injetar corrente ou para injetar corrente reativa capacitiva proporcional à queda de tensão;

- Controlo de tempestade: cada aerogerador E-44 está preparado para continuar a gerar níveis reduzidos de potência ativa em caso de velocidades extremamente elevadas de vento na gama de 25-38 m/s. A potência injetada a 38 m/s é zero. Assim que a velocidade do vento diminui abaixo de 38 m/s, o aerogerador volta a aumentar a sua potência. Por razões de segurança, o aerogerador desliga-se em caso de velocidades de vento superiores a 40 m/s.

Na **Tabela 5**, pode-se ver as principais características do modelo do aerogerador ENERCON E-44, onde se pode constatar que se trata de uma turbina eólica de eixo horizontal, com 3 pás, do tipo *upwind* ou barlavento.

Tabela 5 - Principais características do aerogerador ENERCON E-44 [66] [79] [80]

Principais características do aerogerador ENERCON E-44	
Marca	ENERCON
Modelo	E-44/900
Tipo de turbina	TEEH
Número de pás	3
Altura da torre	55 metros
Diâmetro do rotor	44 metros
Tipo de rotor	Rotor <i>upwind</i> com controlo de <i>pitch</i>
Potência nominal	900 kW
Classe de vento (IEC)	IA
Zona de vento (DIBt)	WZ 4 GK I
Vida útil	20 anos
Velocidade de vento para arranque	3 m/s
Velocidade nominal do vento	16-34 m/s
Velocidade de corte do vento	28-34 m/s

O diagrama elétrico simplificado de um aerogerador Enercon é mostrado na **Figura 27**, onde se pode ver todos os equipamentos necessários para o seu bom funcionamento.

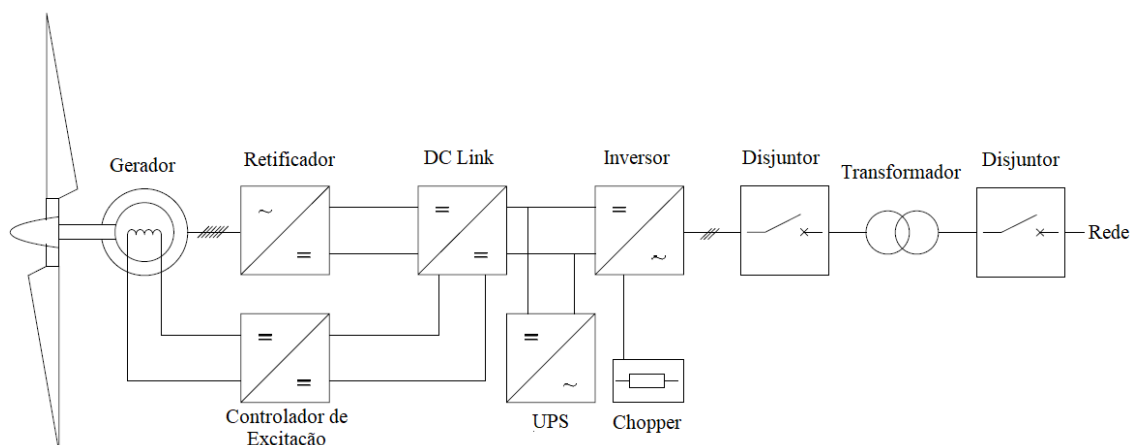


Figura 27 - Diagrama elétrico simplificado de um aerogerador Enercon [81]

A potência mecânica produzida pelo aerogerador é em função do coeficiente de potência (C_p), ou seja, este indica a eficiência com que o aerogerador converte a energia do vento em eletricidade. A curva de potência do conversor de energia eólica ENERCON E-44 é apresentada na **Figura 28**.

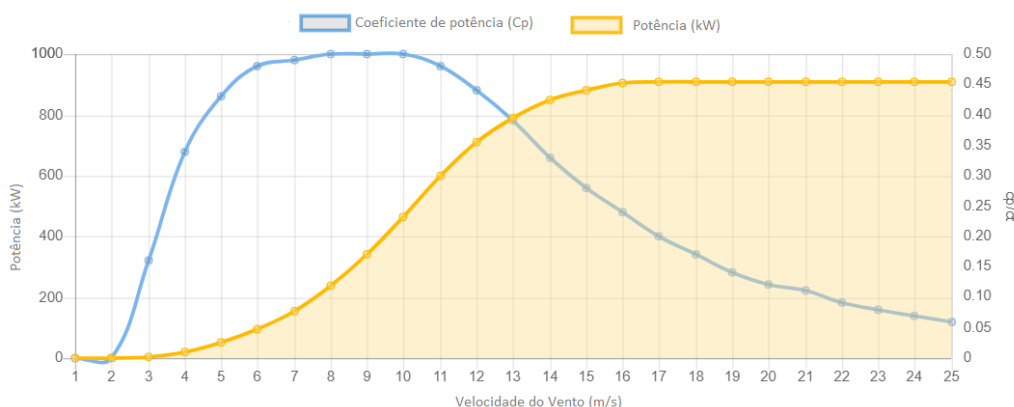


Figura 28 - Curva de potência do aerogerador E-44, da Enercon [79]

A monitorização e controlo da central eólica é realizada através do *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Server* da ENERCON e do *Farm Control Unit* da ENERCON. O *SCADA Server* é um computador industrial utilizado para armazenar e monitorizar os dados da central eólica, para fins de comunicação, troca de dados *online* e *setpoints* de controlo com o GEMS da Gracióllica. A cada 24 horas, os dados são armazenados num servidor ENERCON na Alemanha. O *Farm Control Unit*, é um controlador avançado, equipado com um analisador de rede e um Controlador Lógico Programável (PLC). Tem como tarefa medir as variáveis elétricas relevantes no ponto de interligação da central eólica e controlá-las com base em definições de controlo pré-definidas ou *setpoints* recebidos do GEMS. Estabelecendo deste modo, um controlo em circuito fechado, entre os aerogeradores e a subestação de 15 kV, que é o ponto de interligação pré-definido [64].

A **Figura 29**, retirada da aplicação *web* do GEMS, representa o perfil da produção eólica no mês de dezembro de 2022, que é considerado normalmente um mês com bastante vento. Apesar do conjunto dos 5 aerogeradores possuir uma potência instalada de 4,5 MW, a produção é bastante inferior, não sendo totalmente aproveitada devido à redução de produção (*curtailment*). Na central eólica existe um elevado “desperdício” de energia, devido ao facto de o consumo da ilha possuir uma potência ativa média entre 1,5 a 1,6 MW e a potência ativa da central eólica ser de 4,5 MW, ou seja, praticamente o triplo da potência.

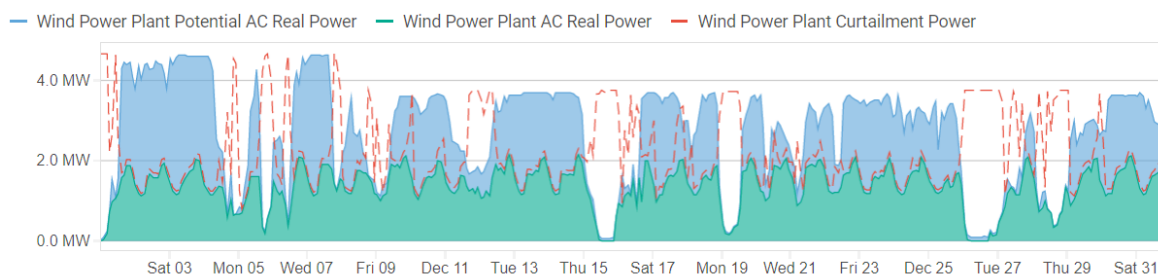


Figura 29 - Produção eólica no mês de dezembro de 2022, no GEMS

A **Figura 30**, retirada da aplicação *web* do GEMS, representa o perfil da produção eólica no dia 21/12/2022. Neste dia, é bastante evidente o *curtailment* (representado pela linha a tracejado vermelho), devido ao excesso de produção de FER em relação ao consumo da ilha. A cor azul, representa o potencial de produção eólica, mediante a velocidade do vento, ou seja, a produção eólica que a central conseguiria produzir a cada instante.

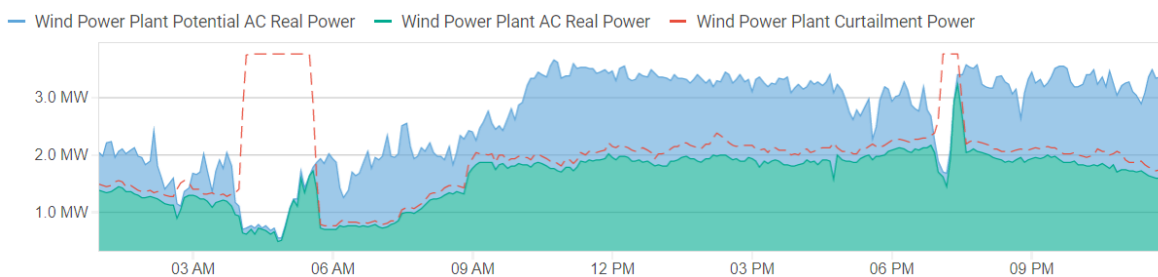


Figura 30 - Produção eólica em 21/12/2022, no GEMS

Na **Figura 31**, retirada da aplicação *web* do GEMS, pode-se visualizar a velocidade dos 5 aerogeradores e a respetiva velocidade média do conjunto. A velocidade média dos 5 aerogeradores ao longo dos 3 anos (2020 a 2022) é de 8,50 m/s, sendo em 2020 de 8,14 m/s, em 2021 de 8,96 m/s e finalmente em 2022 de 8,42 m/s.

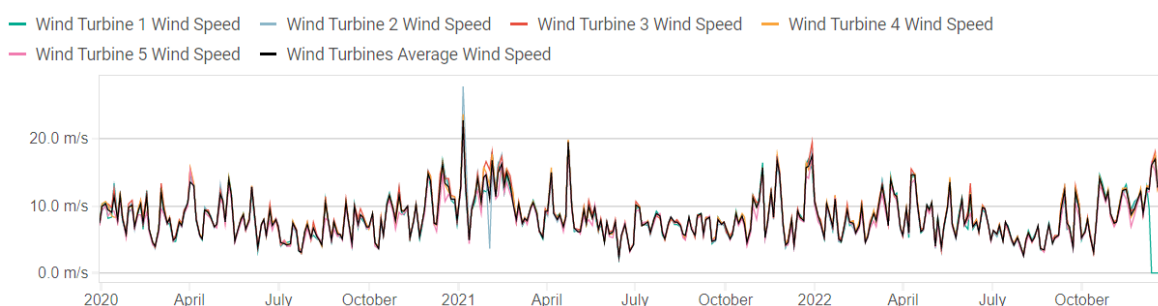


Figura 31 - Velocidade do vento (m/s) de 2020 a 2022, no GEMS

Entre o dia 01/01/2020 e 31/12/2022, ou seja, 3 anos civis completos, a central eólica produziu 22,14 GWh, produzindo nos anos de 2020, 2021 e 2022, respetivamente 7,16 GWh, 7,79 GWh, e 7,18 GWh [78].

4.5.2 CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

A central fotovoltaica possui uma potência instalada (DC e AC) de 1 MW [64] [69] [71]. É constituída por 4 000 módulos fotovoltaicos policristalinos de 250 W e 40 inversores de 25 000 W. Cada inversor tem acoplado 5 *strings* DC independentes, 3 *strings* com 18 módulos e 2 *strings* com 23 módulos, instalados em série e conectados no lado DC do inversor em paralelo. Os inversores funcionam em modo “potência zero” e, portanto, não injetam corrente de curto-circuito durante defeitos. Para além disso, a central fotovoltaica, está equipada com um controlador da SMA, que é capaz de fazer a monitorização e controlo dos 40 inversores. Os cabos AC que saem dos inversores são ligados a quadros AC de distribuição, que por sua vez são ligados a um Quadro Geral de Inversores, instalado no Posto de Transformação, que também abriga um transformador de potência para elevar a tensão a 15 kV. O lado primário do transformador vai ligar à cela de Média Tensão (MT) da subestação da central de baterias [64].

A **Figura 32**, mostra uma imagem captada por *drone*, da central solar instalada na ilha Graciosa. Pode-se ver que os módulos fotovoltaicos estão instalados no solo com uma orientação a sul e inclinação de 30 graus, para maximizar a produção de energia. No canto inferior esquerdo da figura, pode-se ver o edifício tipo *kiobet* que alberga o posto de transformação da central solar.



Figura 32 - Fotografia captada por drone, do parque solar instalado na ilha Graciosa

Os principais equipamentos de uma central solar fotovoltaica são os inversores e os módulos, na **Tabela 6** e **Tabela 7**, pode-se ver as principais características destes equipamentos instalados na ilha Graciosa:

Tabela 6 - Principais características dos inversores [82]

Principais características dos inversores	
Marca	SMA
Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30
Número de entradas independentes MPPT	2
Máximo de Strings por MPP	3
Potência nominal DC	25 550 W
Tensão máxima de entrada DC	1 000 V
Faixa de tensão do MPP	390V a 800V, melhor eficiência até 600V
Corrente máxima de entrada DC por MPPT	33 A
Corrente de curto-circuito por MPPT	43 A
Potência nominal AC (230 V, 50 Hz)	25 000 W
Potência aparente máxima	25 000 VA
Corrente máxima de saída	3 x 36.2 A
Frequência	50 Hz
Distorção Harmónica	<3%
Eficiência europeia	98,1%
IP	65
Peso	61 kg

Tabela 7 - Principais características dos módulos fotovoltaicos [83]

Principais características dos módulos fotovoltaicos	
Tecnologia da célula	Policristalina
Marca	Axitec
Modelo	AC-250P/156-60S
Potência nominal de saída	250 Wp
Tensão nominal	30,70 V
Tensão em circuito aberto	37,80 V
Corrente nominal	8,18 A
Corrente de curto-circuito	8,71 A
Eficiência de conversão	15,37%
Dimensões (CxLxA)	1640x992x40 mm
Peso	18,50 kg

A **Figura 33**, retirada da aplicação *web* do GEMS, representa o perfil da produção solar no mês de junho de 2022, que é considerado normalmente um bom mês de exposição solar. Por alguns períodos de tempo, a central consegue atingir o pico máximo de 0,9 MW, o que é ótimo, tendo em conta que a central solar fotovoltaica tem uma potência instalada DC e AC de 1 MW. No entanto, a produção solar não é totalmente aproveitada devido a

redução de produção (*curtailment*) representado pela linha a tracejado vermelho na **Figura 33**. Esta situação é mais evidente na **Figura 34**, devido ao espaço temporal ser inferior.

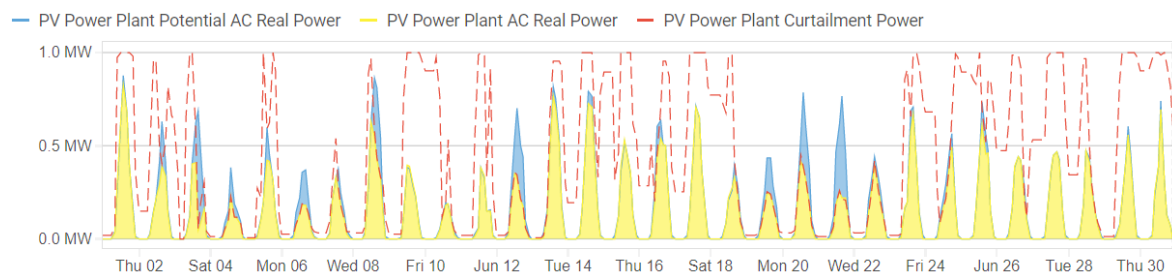


Figura 33 - Produção Solar Fotovoltaica no mês de junho de 2022

A **Figura 34**, retirada da aplicação *web* do GEMS, representa o perfil da produção solar no dia 21/06/2022. Neste dia, é bastante evidente o *curtailment*, devido ao excesso de produção de FER em relação ao consumo da ilha. A cor azul, representa o potencial de produção solar, mediante a irradiação solar e temperatura, ou seja, a produção solar fotovoltaica que a central conseguiria produzir a cada instante e que não foi produzida devido à ordem para reduzir a produção devido a esta ser superior ao consumo e a central de baterias não estar disponível para operação de carregamento.

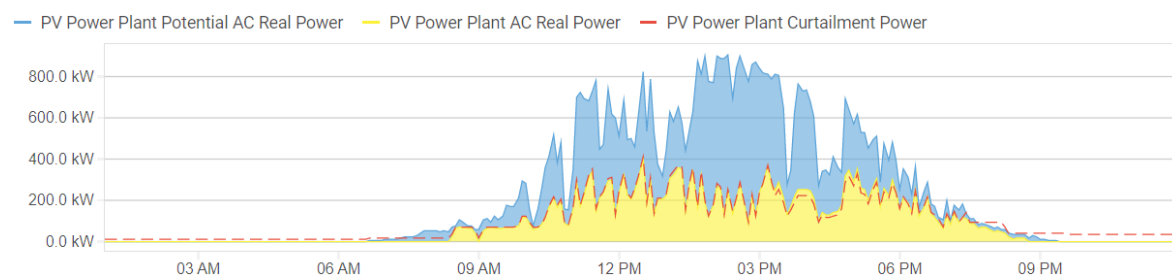


Figura 34 - Produção Solar Fotovoltaica em 21/06/2022

Entre o dia 01/01/2020 e 31/12/2022, ou seja, 3 anos civis completos, a central solar fotovoltaica produziu 2,95 GWh, produzindo nos anos de 2020, 2021 e 2022, respetivamente 0,97 GWh, 1,00 GWh, e 0,98 GWh [78].

4.5.3 CENTRAL DE ARMAZENAMENTO

O sistema de armazenamento é uma solução que garante a estabilidade da rede elétrica da ilha Graciosa, assegurando os níveis de tensão e frequência dentro de valores admissíveis. Também assegura o fornecimento de energia elétrica de forma confiável e com uma elevada qualidade de energia, mantendo o sistema electroprodutor a funcionar sem interrupções apesar da elevada intermitência e difícil previsão das FER [71].

A central de baterias, armazena energia elétrica proveniente da central eólica e da central solar fotovoltaica, quando existe um excesso de produção em relação ao consumo. Por outro lado, fornece energia à ilha quando existe um déficit de produção das renováveis, evitando assim o acionamento de geradores da central termoeletrica. Também tem como função a regulação da frequência da rede, sendo capaz de simular o comportamento de um grupo gerador. Mesmo nas situações em que um ou mais grupos geradores são ligados, devido à falta de energia renovável, é a bateria que tem o papel de fazer a regulação da rede, devido a ter um tempo de resposta mais rápido.

Através do sistema inteligente de gestão de energia, implementado na Gracióllica, é feito, em cada instante, uma avaliação das necessidades energéticas da ilha. O armazenamento de energia é feito nos períodos em que a oferta ultrapassa a procura, sendo a energia libertada nos períodos em que acontece o oposto, permitindo assim, que o sistema híbrido possa reduzir custos sem prejudicar o seu normal funcionamento [71]. O *software* maximiza a penetração da energia eólica e solar na rede até 100% da procura de carga da ilha, quando a produção corresponde ou supera a carga da ilha a energia é armazenada. A central de baterias também fornece corrente de curto-circuito para eliminar qualquer falha na rede [64].

A central de baterias, possui um modo de operação de formação de rede, autónomo ou em paralelo com os grupos geradores a gasóleo da EDA quando estes estão em funcionamento, que faz a regulação da frequência e tensão da rede da ilha. Desta forma, com a integração do sistema híbrido da Gracióllica na rede, deixa de haver a dependência dos grupos geradores a gasóleo para regular a frequência e a tensão. Para além disso, a central de baterias permite ajustar a saída de energia em milissegundos, fornecendo uma resposta muito eficaz aquando da existência de grandes oscilações de energia provenientes das FER. Desta forma, garante-se que a frequência e a tensão estão sempre muito próximas dos valores de referência estipulados pela ERSE e a concessionária EDA [64].

A alimentação a 15 kV do sistema híbrido da Graciosa, é efetuada através de 2 linhas subterrâneas de MT ligadas a 2 painéis da subestação da Central de Baterias do Quitadouro à subestação da Central Termoeletrica da Graciosa. Considera-se regime normal de exploração quando pelo menos uma das linhas subterrâneas de MT estiverem disponíveis ou em serviço.

A central de baterias da Gracióllica é constituída por baterias de iões de lítio, fornecidas pelo fabricante suíço Leclanché S.A., com potência nominal de 7,4 MW e capacidade nominal de 3,2 MWh [64] [69] [71]. O sistema é composto por células individuais de Óxido de Titânio de Lítio (LTO) com uma capacidade nominal de 30 Ah, medida com taxa de descarga de 0,1C e uma tensão nominal de 2,3 V. Cada célula tem uma vida útil esperada de até 15 000 ciclos, com carga/descarga de profundidade total de 1C e uma vida útil esperada de 20 anos. A corrente de carga recomendada é de 30 A (1C), embora a corrente máxima de carga possa chegar a 120 A (4C). Da mesma forma, a corrente de descarga recomendada é de 30 A (1C) e a corrente máxima de descarga é de 120 A (4C). A faixa de temperatura máxima de descarga e carga varia entre -20 °C e 55 °C. As características da vida útil da célula são apresentadas na **Figura 35** [64] [84].

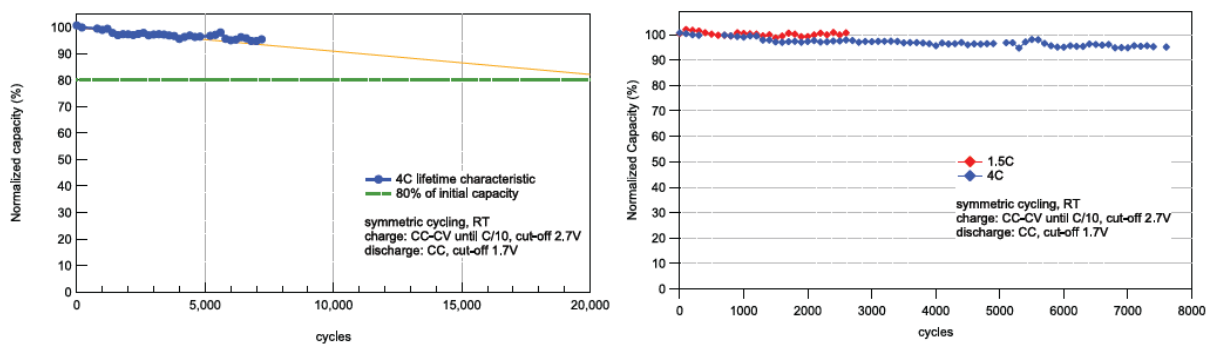


Figura 35 - Características da vida útil da bateria (carga/ descarga 4C) [84]

As principais vantagens da tecnologia de células LTO são [64]:

- Excelentes características de vida útil;
- Altas taxas de carga / descarga;
- Recursos de segurança superiores;
- Ampla faixa de temperatura;
- *Design* simétrico do sistema.

Cada módulo de bateria é constituído por 60 células, sendo que 19 módulos de bateria ligados em série constituem uma *rack*. No total, o sistema de armazenamento, é composto por 40 *racks* de baterias, constituídos por 760 módulos de baterias com 45 600 células LTO [64].

Um dos principais equipamentos da central de baterias é o sistema de conversão de energia. Este equipamento, para além de cumprir a sua função básica de converter a energia

DC das baterias em energia AC para fornecer à rede da ilha ou transformar a energia AC proveniente das FER em DC para carregar as baterias, também simula o comportamento de um gerador alimentado a gásóleo, permitindo a operação em paralelo dos conversores com os grupos geradores a gásóleo.

Os conversores de energia podem funcionar em modo *grid following* ou *grid forming*, tornando-os um dos produtos mais avançados do mercado para aplicações de microrredes e redes remotas. No modo normal de *grid forming*, fornecem controlo de tensão e frequência, injeção de corrente durante eventos de curto-circuito e capacidade de reserva através das baterias. Como tal, fornecem os mesmos serviços de rede que os geradores síncronos e podem criar, de forma independente, a rede da ilha sem necessitar de apoio dos grupos geradores a gásóleo.

Os conversores de energia estão equipados com um pré-carregamento DC que permite que o próprio sistema híbrido da Gracióllica faça o *black start* da alimentação da carga da ilha, caso necessário. No entanto, foi acordado com o Operador de Rede de Distribuição (ORD) local, no caso a EDA, que os grupos geradores a gásóleo são as primeiras unidades a realizar o *black start*, após a sincronização com o sistema de conversão de energia [64].

Na central de baterias, estão instaladas 3 unidades de conversão de energia, do fabricante SMA, com uma potência unitária de 2 475 kVA cada. Estas unidades, são concebidas com capacidade de arranque autónomo, necessitando apenas de energia auxiliar para energizar o respetivo transformador elevador e o quadro de comutação da Gracióllica.

Em relação à capacidade do conversor de energia em fornecer corrente de curto-circuito (I_{cc}), é de salientar, que estas unidades foram ajustadas para fornecer um I_{cc} até 1,5 vezes a sua corrente nominal (I_n) ao longo de 600 milissegundos, sendo o valor reduzido para $1,25 \times I_n$ por mais 4 segundos. Desta forma, os conversores de energia, contribuem para qualquer tipo de defeito (fase-fase, fase-terra, trifásico) dentro dos períodos de tempo mencionados. Aquando do funcionamento em modo autónomo, pelo menos duas unidades estão sempre conectadas à rede, para cumprir os requisitos mínimos de curto-circuito [64].

De acordo com o GEMS, entre o dia 01/01/2020 e 31/12/2022, ou seja, 3 anos civis completos, a central de baterias armazenou 2,21 GWh e descarregou 1,75 GWh o que se traduz numa eficiência de 79,22%.

4.5.4 CENTRAL TERMOELÉTRICA

O sistema elétrico da ilha Graciosa, tal como a maioria dos sistemas de energia existentes nas ilhas, dependia maioritariamente da utilização de combustíveis fósseis, que têm de ser transportados via marítima para as ilhas com elevados custos e impactos ambientais [66]. No entanto, a ilha Graciosa, após a implementação do sistema híbrido, conseguiu uma diminuição bastante significativa da utilização de combustíveis fósseis, operando com estes apenas como último recurso, quando não existe produção suficiente nas FER ou armazenamento, para alimentar a totalidade da carga da ilha. Desta forma, reduz-se a dependência da ilha na importação de gasóleo e consequentemente uma diminuição das emissões de GEE.

Os resultados da Avaliação do Ciclo de Vida realizado ao projeto híbrido da ilha Graciosa [66], mostram uma redução dos impactos ambientais de aproximadamente 43%, devido à transformação para o sistema híbrido de abastecimento de eletricidade com elevadas quotas de energias renováveis (65%). No novo sistema de abastecimento de eletricidade, a maioria dos impactos ambientais (>60%) ainda é causada pela produção remanescente de eletricidade a gasóleo. Os impactos ambientais, associados à construção do sistema de armazenamento de energia em baterias de grande escala, representam apenas 6% do total de impactos. A energia eólica e a fotovoltaica representam 18% e 14%, respetivamente [66].

A Central Termoelétrica da Graciosa, operada a gasóleo, possui um total de 6 grupos geradores térmicos, sendo 2 unidades de 600 kW, 1 unidade de 609 kW, 1 unidade de 810 kW e 2 unidades de 1030 kW, perfazendo assim uma potência total instalada de cerca de 4,7 MW (5,9 MVA) [63] [64] [68]. Na **Figura 36**, pode-se ver o esquema unifilar simplificado da central termoelétrica, onde constam os 6 geradores e respetivos transformadores elevadores, as 5 saídas a 15 kV que alimentam as cargas da ilha (Guadalupe 1 e 2 e Santa Cruz 1, 2 e 3) e as 2 entradas a 15 kV provenientes do sistema híbrido (Graciólíca 1 e 2). Também é possível verificar que o barramento possui um interbarras, permitindo uma separação física em caso de avaria ou manutenção. Os 2 circuitos da Graciólíca ligam em lados opostos do interbarras. Para além disso, verifica-se que o tipo de ligação do neutro à terra é neutro impedante, com impedâncias com os valores de 91 Ω/ph ($3I_0 = 300 \text{ A}$) e 98 Ω/ph ($3I_0 = 300 \text{ A}$).



Comparando o período de 1 a 31 de agosto de 2018, sem sistema híbrido, com o mesmo período de 1 a 31 de agosto de 2019, já com o com sistema híbrido implementado, houve uma redução de 978 horas de funcionamento dos grupos geradores, o que equivale a uma diminuição da emissão de 469 toneladas de CO₂ para a atmosfera e uma redução de consumo de 177 309 litros de gasóleo [71].

65



Figura 37 - Fotografia da Central Termoelétrica da Graciosa

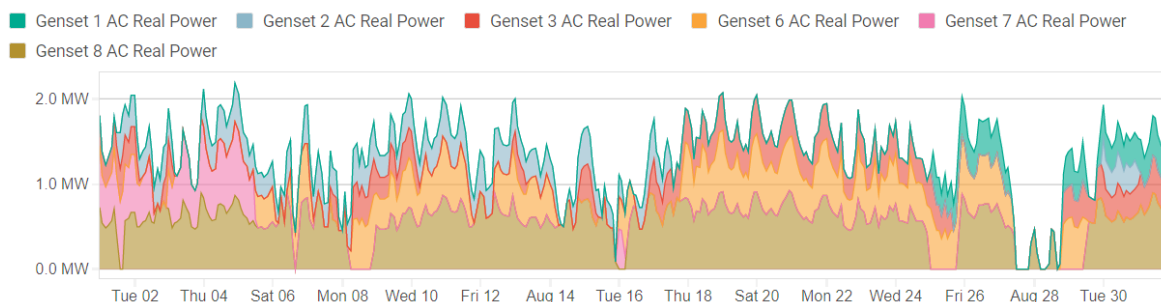
A operação dos grupos geradores a gasóleo é feita considerando as seguintes restrições técnicas operacionais, pelo ORD local [63]:

- Requisitos de fator de potência;
- Níveis de tensão e frequência;
- Critérios de operação N-1;
- Níveis de carga de potência ativa e reativa;
- Tempo mínimo de funcionamento e de paragem;
- Número diário de arranques de motores individuais;
- Número diário total de arranques de motores.

Com a entrada em funcionamento do sistema híbrido da Gracióllica, deixa de haver necessidade de reserva girante associada à produção termoelétrica, visto o sistema poder responder a contingências em milissegundos assegurando a continuidade de serviço, permitindo o arranque de um ou mais grupos térmicos, caso seja necessário [71].

Na **Figura 38**, retirada da aplicação *web* do GEMS, pode-se visualizar a produção dos 6 geradores da central termoelétrica nos meses de agosto e dezembro de 2022. A diferença de produção entre estes 2 meses está relacionada com a produção da central eólica, devido à velocidade do vento. Em agosto de 2022 a velocidade média do vento foi de 5,15 m/s, enquanto em dezembro de 2022 a velocidade média do vento foi de 13,39 m/s. A central eólica possui uma potência instalada de 4,5 MW, um peso bastante significativo na energia total fornecida pelo sistema híbrido da Gracióllica, o que leva a que seja esta tecnologia que, em caso de pouca produção (vento), faça acionar os geradores da central termoelétrica.

Potência Ativa dos Geradores agosto 2022



Potência Ativa dos Geradores dezembro 2022

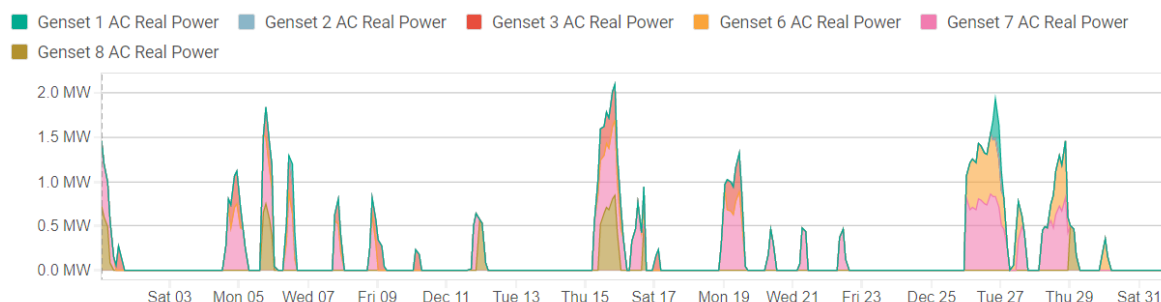


Figura 38 - Produção central termoeletrica nos meses de agosto e dezembro de 2022

Entre o dia 01/01/2020 e 31/12/2022, ou seja, 3 anos civis completos, a central termoeletrica produziu 17,10 GWh, produzindo nos anos de 2020, 2021 e 2022, respetivamente 5,78 GWh, 5,27 GWh, e 6,06 GWh [78].

4.6. PENETRAÇÃO DAS RENOVÁVEIS

O valor contratual da média da penetração renovável anual do sistema híbrido da Graciólica é cerca de 65% [71]. A produção total utilizável de eletricidade a partir de FER foi projetada para ser, em média de 9,1 GWh/ano [66], o que equivale a uma taxa de penetração renovável de 65%, considerando um consumo anual da ilha de cerca 14 GWh/ano. A produção máxima de eletricidade pode ser calculada em 13,5 GWh/ano (eólica) e 1,3 GWh/ano (solar). Em relação à produção utilizável de 9,1 GWh/ano, isso resultaria numa produção de eletricidade excedente de 5,7 GWh/ano [66].

De acordo com o Serviço Regional de Estatística dos Açores (SREA) [78], a evolução da produção de energia elétrica na ilha Graciosa, entre os anos de 1987 e 2022 é apresentada na **Figura 39**, em que facilmente se pode verificar a entrada das energias renováveis e com isso, a diminuição da utilização de combustíveis fósseis.

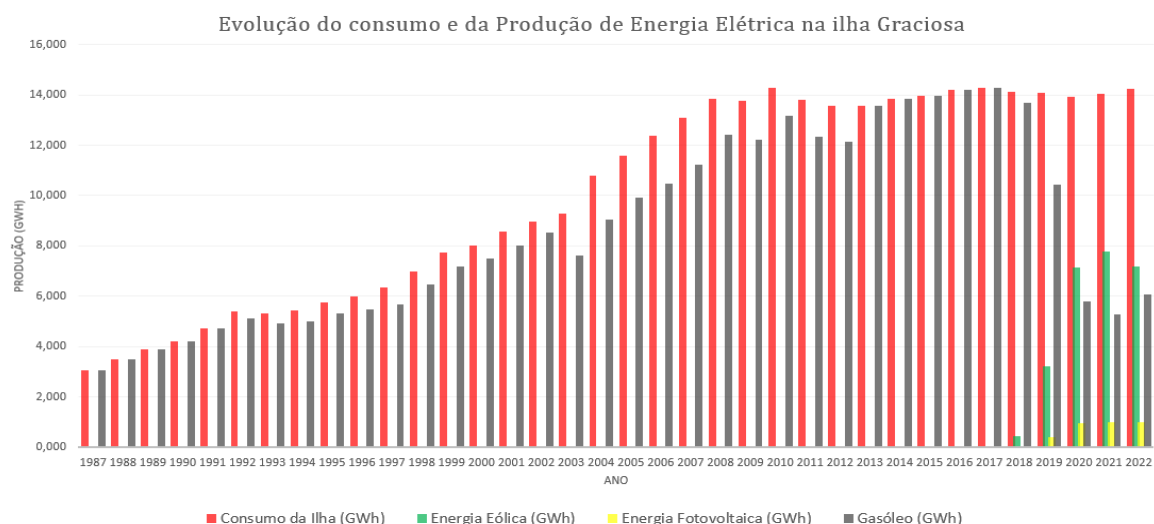


Figura 39 - Evolução do consumo e da produção de energia elétrica na ilha Graciosa

A **Figura 40**, retirada da aplicação *web* do GEMS, mostra uma visão global dos anos civis 2020 a 2022, do sistema electroprodutor e do consumo da ilha. Verifica-se que a energia solar fotovoltaica (representada a cor amarela), possui uma pequena participação quando comparada com a energia eólica (representada a cor verde). Da mesma forma, o sistema de armazenamento (representado a cor lilás) e tal como mencionado no subcapítulo anterior, apenas faz a regulação da frequência da rede, não tendo como real objetivo o armazenamento de forma a alimentar de forma autónoma a ilha durante um longo período de tempo em que não haja energia proveniente das FER. A energia eólica, por sua vez, possui uma participação bastante elevada, sendo mesmo superior à energia fornecida pelos geradores a gasóleo (representada a cor cinza). O consumo da ilha encontra-se representado através da linha contínua vermelha.

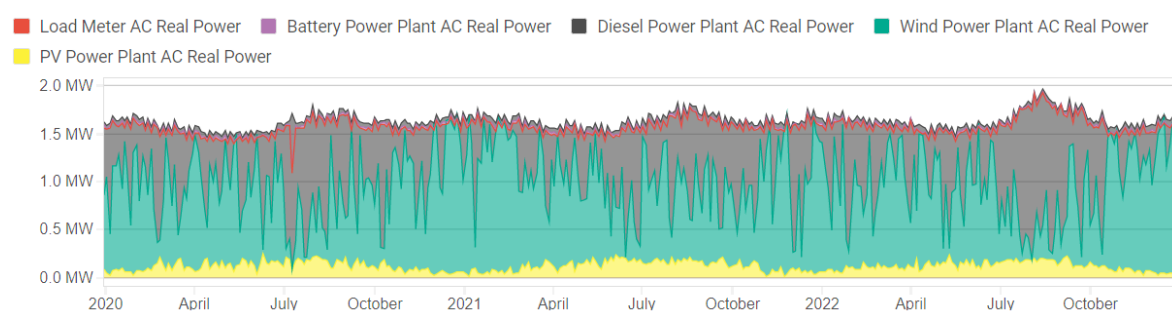


Figura 40 - Consumo e penetração das energias renováveis e não renováveis

No que diz respeito, à comparticipação da energia renovável pelo sistema híbrido da Gracióllica, este foi de 8,13 GWh, 8,79 GWh e 8,16 GWh, respetivamente nos anos 2020, 2021 e 2022, perfazendo um total de 25,09 GWh. Desta forma, a penetração renovável no ano de 2020, 2021 e 2022 foi respetivamente de 58,47%, 62,53% e 57,39% [78]. A penetração renovável média dos 3 anos de operação é de 59,46%.

4.7. QUALIDADE E CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Segundo a norma NP EN 50160, a caracterização da qualidade da onda de tensão é efetuada através da análise de fenómenos contínuos e eventos de tensão. No que respeita aos fenómenos contínuos, que são examinados nas redes elétricas, existem valores limite estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), nomeadamente para [68]:

- frequência;
- valor eficaz da tensão;
- tremulação (“flicker”) da tensão;
- desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- distorção harmónica da tensão.

Um dos desafios num sistema elétrico isolado, como o da ilha Graciosa, é manter a frequência e tensão dentro dos limites admissíveis, quando existem desequilíbrios entre a oferta e a procura. Grandes variações na frequência e/ou tensão podem resultar no deslastre de cargas ou até num *blackout* total no abastecimento elétrico da ilha. Um aumento da procura em relação à oferta, pode levar a uma queda de frequência e/ou tensão e a condições de desequilíbrio do sistema elétrico [71]. Da mesma forma, o aumento da produção ou diminuição da procura pode levar a um aumento da frequência e/ou tensão. Para que tal não aconteça o GEMS está continuamente a analisar o consumo e a produção para que o sistema esteja sempre equilibrado, podendo para tal, dar ordens de *curtailment* na produção das FER ou dar ordem para a central de baterias ou central termoelétrica entrar em ação.

A frequência é influenciada pela potência ativa de saída, enquanto a tensão está relacionada pela potência reativa. Para manter a frequência e a tensão em níveis apropriados, é necessário regular a absorção ou injeção de potência ativa ou reativa no sistema, dependendo se há excesso ou escassez de energia. A regulação da frequência e da tensão é dividida em duas partes: primária e secundária. A regulação primária é feita através de ajustes automáticos na produção de energia, enquanto a regulação secundária atua como complemento à regulação primária, ajudando a restabelecer os valores nominais do sistema electroprodutor [71].

Quando ocorrem eventos transitórios na rede, é imediatamente acionada uma resposta coordenada entre a central de baterias e o GEMS, de forma a garantir uma rápida recuperação da frequência e da tensão para seus valores nominais. Durante eventos de curto-circuito,

apenas a central termoelétrica e a central de baterias fornecem corrente de curto-circuito para eliminar os defeitos. O parque eólico e a central solar fotovoltaica foram configurados para operar no modo de “potência zero”, o que significa que não injetam corrente de defeito [64].

O controlo de frequência e tensão é fornecido pela inércia dos motores da central termoelétrica e pela inércia sintética da central de baterias, através de eletrónica de potência, em resposta a mudanças instantâneas de frequência e tensão devido a flutuações da carga e produção de energia renovável. A eletrónica de potência da central de baterias permite reagir mais rapidamente do que os motores com uma inércia física significativa, levando desta forma a que lidem com a maioria das necessidades de controlo do sistema híbrido.

A qualidade da energia melhorou consideravelmente desde que o sistema híbrido da Graciosa entrou em operação em julho de 2019. A **Figura 41** e a **Figura 42** mostram o perfil da tensão e da frequência, respetivamente, registados no equipamento de monitorização de qualidade de energia instalado no barramento de 15 kV da central termoelétrica, antes e depois da ligação do sistema híbrido à rede da ilha. É notória a evolução de ambos os parâmetros no período de transição do sistema convencional (produção de energia a partir de fontes não renováveis) para o sistema híbrido. Pode-se, através das figuras, afirmar que os parâmetros frequência e tensão com a entrada da Gracióllica são mais estáveis, sofrendo menos variações comparativamente aos valores obtidos com a exploração do sistema de produção de energia a partir de fontes não renováveis [38] [64].

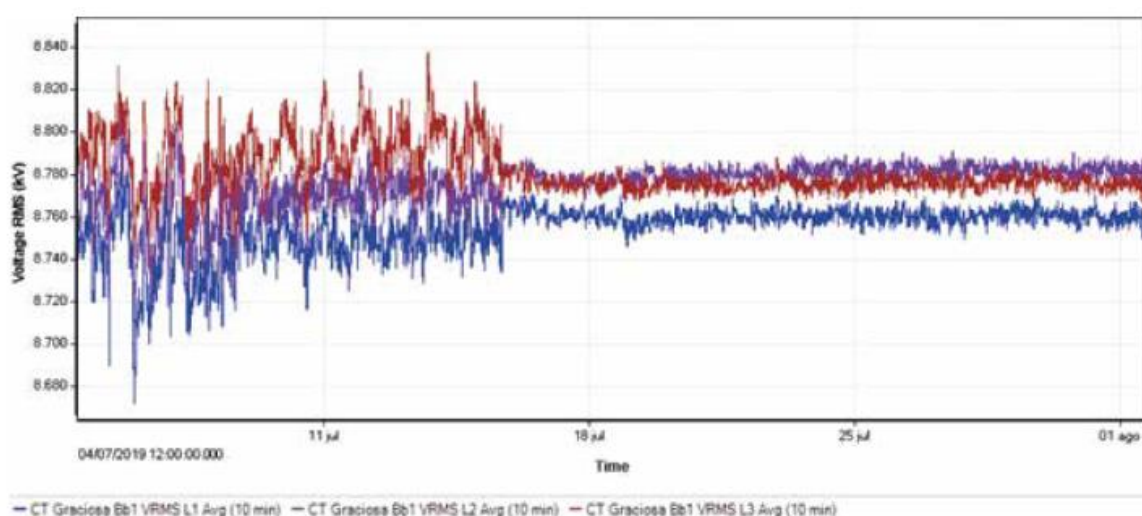


Figura 41 - Evolução da tensão aquando da transição para o sistema híbrido [71]

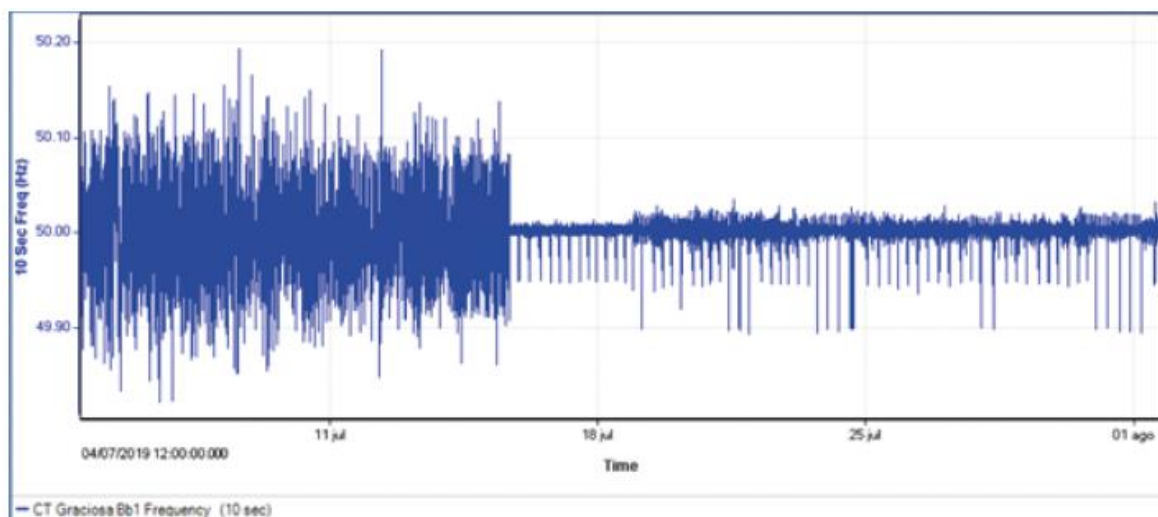


Figura 42 - Evolução da frequência aquando da transição para o sistema híbrido [71]

De forma a comprovar a melhoria da qualidade de serviço, com a entrada da Gracióllica, realizou-se uma comparação dos parâmetros da qualidade da energia (frequência, tensão e harmónicos), de acordo com a norma EN 50160, antes e após a entrada em operação do sistema híbrido da Gracióllica. Os valores foram recolhidos por um equipamento de medição de qualidade de energia de Classe A ligado ao barramento da central termoelétrica. Os períodos de análise e ativos em operação foram [64]:

- 1 de agosto de 2017 até 31 de janeiro de 2018: apenas central termoelétrica;
- 1 de agosto de 2019 até 1 de março de 2022: GEMS com central de baterias + solar fotovoltaica + eólico + termoelétrica.

De acordo com a EN 50160, os limites mínimos e máximos de frequência são, respetivamente, 49 e 51 Hz. Os limites de tensão são de 13,63 kV e 16,6 kV. A tensão de operação da ilha definida pelo ORD é de 15,15 kV [64]. Os valores da frequência e da tensão recolhidos são apresentadas na **Figura 43**.

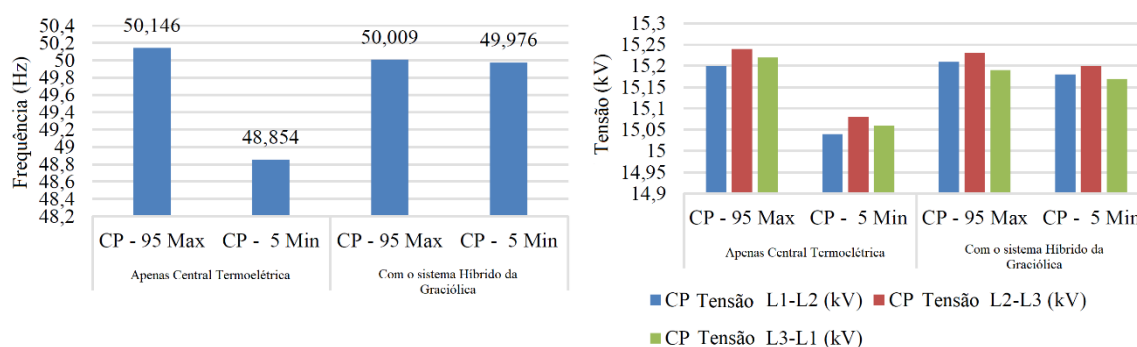


Figura 43 - Frequência e tensão medidas conforme EN 50160 [64]

Através da análise da **Figura 43**, é bastante notório que a tensão e a frequência são mantidas mais afastadas dos limites máximos e mínimos estabelecidos na norma EN 50160, após a ligação do sistema híbrido à rede da ilha, melhorando assim estes parâmetros [64].

Na **Figura 44** e **Figura 45**, apresentam-se os espectros harmónicos das tensões registados no equipamento de monitorização de qualidade de energia, instalado no barramento de 15 kV da Central Termoelétrica da Graciosa. Os períodos de análise e ativos em operação foram [71]:

- 06/08/2018 a 12/08/2018 (pré-Gracióllica);
- 05/08/2019 a 11/08/2019 (pós-Gracióllica).

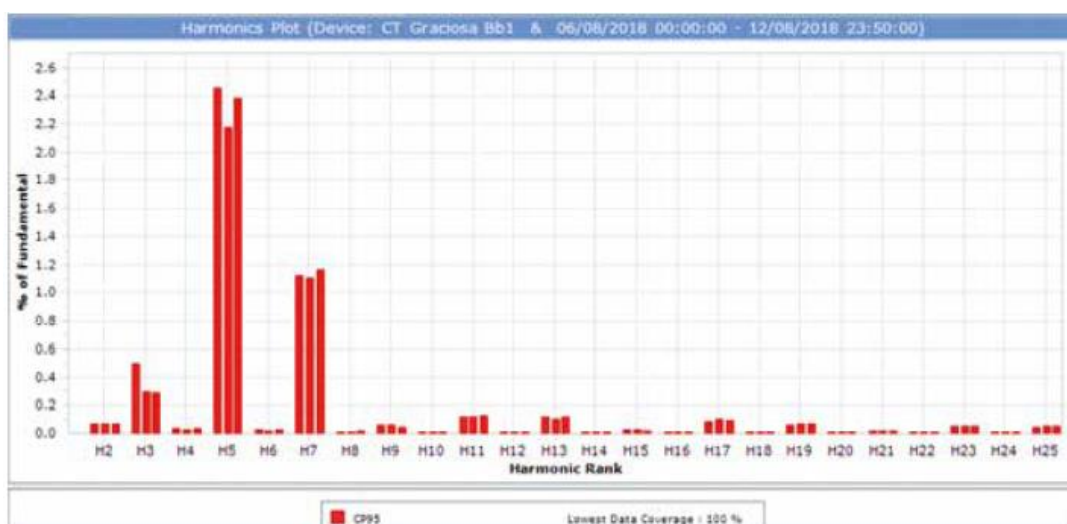


Figura 44 - Espectro harmónico das tensões registado de 6 a 12 de agosto de 2018 (pré-Gracióllica) [71]

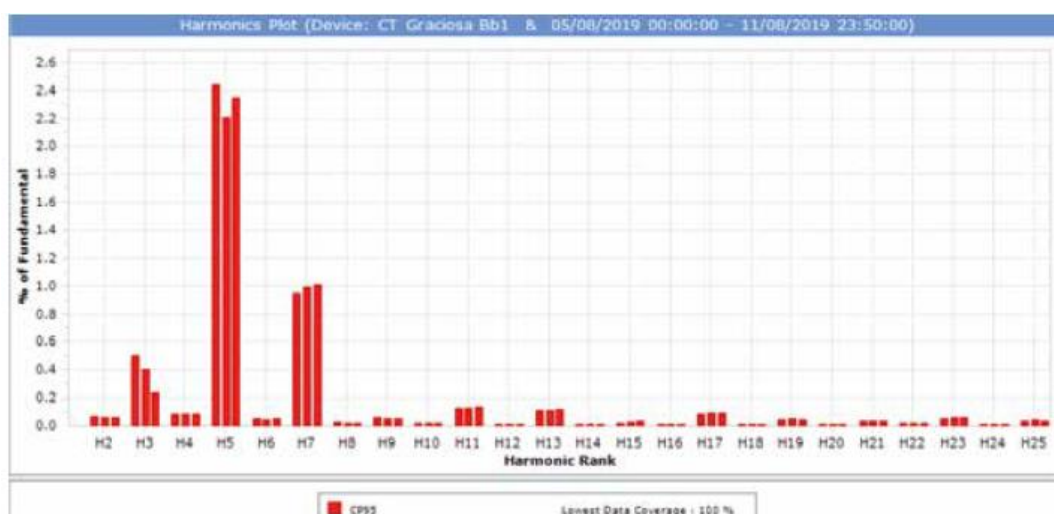


Figura 45 - Espectro harmónico das tensões registado de 5 a 11 de agosto de 2019 (pós-Gracióllica) [71]

Da análise das figuras conclui-se que os limites da norma EN 50160 foram cumpridos em ambas as semanas para a distorção harmónica [71].

Desta forma, pode-se concluir que a operação da rede elétrica e a qualidade de serviço na Graciosa melhoraram como resultado da entrada em serviço do sistema híbrido da Graciólica. Desde julho de 2019, que a fiabilidade e resiliência da rede elétrica tem melhorado significativamente com benefícios tanto para o cliente final como para a imagem da EDA junto dos seus clientes [71].

4.8. GESTÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO

Após a entrada em funcionamento e no decorrer da sua exploração, o sistema híbrido da Graciosa possui um elevado empenho e rigor na Operação e Manutenção (O&M) de todo o sistema, desde a central fotovoltaica, parque eólico e central de baterias. A O&M é fulcral para garantir o abastecimento de energia à ilha Graciosa e, desta forma, cumprir todos os requisitos do contrato de aquisição de energia com a EDA, assim como o cumprimento dos regulamentos de segurança, das regras técnicas e das normas relativas à qualidade e instalação dos materiais e equipamentos utilizados nas instalações elétricas.

Para além disso, visto se tratar de uma instalação junto ao mar, a manutenção de sistemas fotovoltaicos e eólicos, é mais problemática, dispendiosa e complexa, dado que a corrosão marítima é bastante agressiva, provocando por vezes danos irreparáveis nos equipamentos, sendo necessário na conceção do projeto, prever a sua substituição antes destes atingirem o seu tempo de vida útil (indicado pelos fabricantes para situações de normal funcionamento) [85]. A O&M, resulta da interação, de forma complementar, da:

- Supervisão da Instalação: Acompanhamento remoto 24h/7 dias por semana, de forma a acompanhar em tempo real a produção e injeção da energia elétrica na rede. Permite assegurar o correto funcionamento da instalação, através de uma observação simples dos parâmetros funcionais (energia produzida, tensão, frequência, etc).
- Manutenção preventiva: Verificações periódicas, de forma a garantir que são mantidas as mesmas condições de segurança de antes da sua entrada em funcionamento. Tem como principal objetivo prevenir a ocorrência de avarias que possam levar a paragens do sistema de produção e armazenamento de energia. A verificação das instalações deverá contemplar a inspeção visual, ensaios e medições

[86]. É também na manutenção preventiva que se deve proceder às habituais limpezas, lubrificações, reapertos e calibrações, realizadas por técnicos qualificados. Por forma a cumprir o Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento, são realizadas inspeções com uma periodicidade não inferior a duas vezes por ano, uma no de verão e outra no inverno [87].

- Manutenção corretiva: Consiste na resolução das anomalias detetadas no âmbito das ações de manutenção preventiva ou avarias que eventualmente surjam. É de prioridade superior e tem como objetivo eliminar a falha o mais rapidamente possível através da reparação ou substituição do elemento danificado/deteriorado.

Manutenção preventiva da central fotovoltaica:

A manutenção de uma central fotovoltaica, de sistema fixo como o da Gracióllica, é normalmente reduzida, no entanto, carece sempre de intervenções periódicas. O plano de manutenção da central fotovoltaica é composto por:

- Inspeção visual;
- Lavagem dos módulos fotovoltaicos e limpeza dos quadros elétricos;
- Limpeza dos ventiladores dos inversores;
- Verificação da cablagem e ligações elétricas;
- Realização de testes como a termografia, medição da terra de proteção e recolha de medições, no terreno, das várias grandezas elétricas;
- Etc.

Manutenção preventiva da central eólica:

A manutenção dos 5 aerogeradores é da responsabilidade do fabricante ENERCON. O plano de manutenção a central eólica é composto por:

- Inspeção visual;
- Limpeza dos equipamentos dentro da torre;
- Realização de testes como a termografia, medição da terra de proteção e recolha de medições, no terreno, das várias grandezas elétricas;
- Inspeção às linhas MT aéreas, apoios e respetivos equipamentos;
- Etc.

Manutenção preventiva da central de armazenamento:

A manutenção das baterias está adjudicada ao seu fabricante, Leclanché S.A, assim como à SMA para o caso dos inversores. Para além disso, a manutenção é realizada a todos os outros sistemas/equipamentos de suporte que constituem a central de baterias e ao próprio edifício, através de uma:

- Inspeção visual a toda a instalação;
- Inspeção à estrutura do edifício, tomadas, iluminação e sistemas de segurança;
- Termografia à cablagem, transformadores, quadros e ligações elétricas;
- Inspeção à subestação MT;
- Etc.

Manutenção preventiva da central termoeletrica:

A manutenção dos grupos geradores a gasóleo, é baseada em horas de funcionamento, sendo responsabilidade da EDA a realização de 3 tipos de manutenção preventiva [88]:

- Manutenção rotineira (intervalo de horas funcionamento curto): manutenção simples para substituição de óleo e filtros;
- Manutenção da extremidade superior (intervalo de horas de funcionamento médio): manutenção ao nível da cabeça do motor (velas, injetores, etc);
- Manutenção geral (intervalo de horas de funcionamento longo): manutenção mais complexa, ao nível dos pistões e camisas do grupo gerador.

A manutenção aos grupos geradores devem ser feitas com um grau de planeamento minucioso, devido ao facto de algumas intervenções serem demoradas e estes não poderem operar enquanto decorrem os trabalhos de manutenção.

4.9. ANÁLISE SINTÉTICA

O sistema híbrido da Gracióllica, de investimento privado, encontra-se em operação desde agosto de 2019 na ilha Graciosa, no arquipélago dos Açores. Trata-se de um projeto pioneiro com soluções inovadoras a nível global, no controlo e comando de sistemas produtores de energia com recurso a fontes renováveis, em redes isoladas, com potencial para ser um *standard* replicável para outras regiões insulares na valorização energética dos seus recursos naturais.

O projeto assenta na combinação da produção eólica e solar com uma potência instalada de 4,5 MW e 1 MW, respetivamente, complementada por um sistema de armazenamento através de baterias de última geração, com capacidade nominal de 3,2 MWh. O sistema híbrido da Graciólica alimenta o consumo da ilha Graciosa em cerca 60%, sendo o restante suportado pela central termoelétrica a gásóleo da Graciosa, que apenas é utilizada em situações de redundância, quando a energia produzida pelas FER e armazenamento não é suficiente para satisfazer a totalidade da carga da ilha.

A gestão das diferentes centrais, inclusive da central termoelétrica, é realizada por um sistema de controlo inteligente com recurso a inteligência artificial, designado de GEMS, que prevê antecipadamente a produção versus consumo de energia, de modo que a produção satisfaça sempre o consumo, instantaneamente, garantindo-se desta forma uma melhor regulação da frequência e tensão da rede elétrica, assim como uma maior otimização e eficiência da instalação, reduzindo o consumo de gásóleo e maximizando a energia renovável.

A **Tabela 8**, contempla um pequeno resumo dos principais dados apresentados no capítulo 4 até ao momento. Desta forma, constata-se que no período dos 3 anos em análise, do total de energia elétrica líquida produzida na ilha, 40,53% é proveniente da central termoelétrica, 6,99% da energia solar fotovoltaica e 52,48% da energia eólica, traduzindo-se assim numa penetração renovável de 59,46%.

Tabela 8 - Resumo do consumo e contribuição da produção anual por fonte

	2020	2021	2022	Média dos 3 anos
Penetração renovável (%)	58,47	62,53	57,39	59,46
Consumo da Ilha (GWh)*	13,91	14,05	14,23	14,06
Total de Energia renovável (GWh)	8,13	8,79	8,16	8,36
Central Termoelétrica (GWh)	5,78	5,27	6,06	5,70
Central Termoelétrica (%)	41,53	37,47	42,61	40,53
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	0,97	1,00	0,98	0,98
Energia Solar Fotovoltaica (%)	6,97	7,10	6,89	6,99
Energia Eólica (GWh)	7,16	7,79	7,18	7,38
Energia Eólica (%)	51,50	55,44	50,50	52,48
Velocidade Média do vento (m/s)	8,14	8,96	8,42	8,51
Irradiação média (W/m²)	327,00	324,00	303,00	318,00
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	0,78	0,75	0,68	0,74
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	0,63	0,59	0,52	0,58
Eficiência das Baterias (%)	80,58	79,58	77,15	79,22
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (GWh)	6,04	5,42	6,12	5,86
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (%)	42,61	38,15	42,83	41,20

*Trata-se da energia elétrica líquida total produzida na ilha Graciosa de fonte renovável e não renovável. Não foram consideradas perdas no transporte e distribuição.

A **Figura 46**, representa a contribuição anual por fonte de energia renovável e não renovável, no período de 2020 a 2022 e respetiva média, de forma a se poder ter uma melhor perceção do sistema híbrido da Gracióllica e seu impacto no sistema electroprodutor da ilha Graciosa.

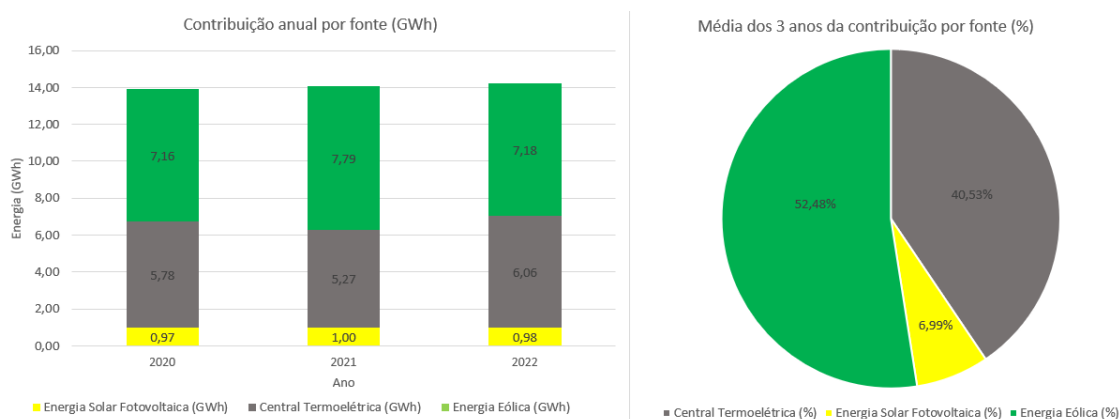


Figura 46 - Contribuição da energia renovável e não renovável, na ilha Graciosa

Para se atingir os cerca de 60% de penetração renovável, foi necessário, sobredimensionar as centrais renováveis para valores que correspondem a mais do dobro da ponta máxima de consumo registada no período de análise ((4,5 MW eólica + 1 MW solar) / 2,4 MW ponta máxima = 2,3 MW), e para mais do triplo da potência média consumida pela ilha ((4,5 MW eólica + 1 MW solar) / 1,55 MW média consumo = 3,5 MW). Para além disso o sistema híbrido da Gracióllica possui um sistema de armazenamento de baterias de 7,4 MW/3,2 MWh e um sistema de gestão de energia bastante robusto que consegue fazer a otimização do sistema ao prever o consumo e a produção renovável.

É, no entanto, importante realçar os cerca de 17,58 GWh tecnicamente disponíveis pelas energias renováveis solar e eólica no período de 3 anos de análise, que foram “desperdiçados” devido a *curtailment*, que representam 41,20% do total de energia renovável entregue à rede.

A implementação do sistema híbrido da Gracióllica, veio permitir:

- Aumento da penetração de energias renováveis;
- Otimização da exploração da central termoelétrica da Graciosa;
- Melhoria dos indicadores de qualidade e continuidade de serviço prestada a clientes;

- Aumento da fiabilidade e resiliência do sistema elétrico da Graciosa;
- Garantia da segurança da operação em relação a perturbações críticas;
- Dispensa de reserva girante associada à geração térmica;
- Aumento da flexibilidade na gestão de recursos renováveis, ajustando o perfil de produção à procura.

5. CASO DE ESTUDO: SIMULAÇÕES

5.1. *SOFTWARES* PARA SIMULAÇÃO

5.1.1 HOMER PRO

Além das técnicas de otimização clássicas, modernas (artificiais) e híbridas disponíveis para o projeto e dimensionamento de sistemas híbridos de energias renováveis, também existem alguns *softwares* disponíveis comercialmente que são acessíveis para realizar esta tarefa. Desta forma, e de modo a simular a totalidade do sistema híbrido da Gracióllica, recorreu-se ao *software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (HOMER), inicialmente desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos da América [51] [89] em 2000 e que é utilizado atualmente por mais de 250 000 projetistas e desenvolvedores, em mais de 190 países [90]. Embora existam outros *softwares* para simulação de sistemas híbridos desenvolvidos nos últimos anos, como o HYBRID2, RETScreen, iHOGA/MHOGA, TRNSYS, etc [49] [50] [58], o destaque vai para o HOMER visto ser o *software* mais popular [51] [52] e capaz em contexto de *design* e análise técnico-económica de microrredes de sistemas híbridos, sendo utilizado tanto em sistemas *on-grid* como *off-grid*, com uma ou mais tecnologias de produção de energia, para modelização de sistemas convencionais e/ou renováveis. Consegue combinar diferentes tipos de produção de energia, desde solar fotovoltaico, eólica, hídrica, biomassa, cogeração, grupos geradores a gásóleo e gás natural, hidrogénio, etc, com a inclusão de armazenamento [49] [90].

Na sua essência, o HOMER é um modelo de simulação. Ele simula, otimiza e analisa todo o sistema para fornecer a solução de menor custo que satisfaça todos os requisitos [49]. Permite determinar a melhor forma de incorporar os recursos intermitentes das FER, como a solar e a eólica da ilha Graciosa, em sistemas híbridos de energia, através de algoritmos de otimização, necessitando para isso de vários tipos de dados de entrada para a simulação do projeto, nomeadamente, dados meteorológicos, perfis de consumo, características dos equipamentos de produção de energia, dados económicos, entre outros [52] [90]. O HOMER

é capaz de simular a operação de uma microrrede híbrida por um ano inteiro, em intervalos de tempo de uma hora [89], necessitando, portanto, de um vasto número de variáveis e de um elevado tempo de processamento computacional [49]. Ele analisa todas as combinações possíveis de equipamentos e apresenta opções para criar um sistema ideal [90]. Como o sistema opera ao longo de um ano é assumido que os principais resultados da simulação para aquele ano são representativos de todos os outros anos, durante o período de vida útil do projeto [91].

O processo de otimização do HOMER inclui três etapas principais: simulação, otimização e análise de sensibilidade [51] [89] [90] [91]:

- Simulação: efetua o cálculo do desempenho de uma determinada configuração de um sistema, a cada hora do ano, para determinar a sua viabilidade técnica e o seu custo de ciclo de vida. Calcula a potência do recurso renovável escolhido, comparando-a com a procura de eletricidade inserida pelo utilizador;
- Otimização: otimiza as diferentes configurações do sistema obtidas na fase de simulação, na procura de uma solução, que satisfaça os requisitos técnicos impostos pelo utilizador com o menor custo de ciclo de vida do sistema;
- Análise de sensibilidade: são realizadas várias otimizações numa série de premissas para avaliar os efeitos de incerteza ou alterações nos dados de entrada do projeto. Esta análise ajuda a avaliar os efeitos da incerteza ou mudança nas variáveis sobre as quais não se tem controlo.

Existe mais que uma versão deste *software*, tendo sido utilizada nas simulações a versão HOMER Pro (versão 3.16.2, grátis por 21 dias). Esta versão apresenta um novo algoritmo de otimização, designado de HOMER Optimizer™, que simplifica significativamente o processo de projeto para identificar opções de menor custo para microrredes ou outros sistemas de energia elétrica de produção distribuída [90].

5.1.2 PVSyst

Existem no mercado vários programas dedicados à simulação de centrais solares fotovoltaicas, sendo os mais utilizados: o PVSyst, PVSol, PVGIS, Helioscope, pvDesign, PVcase, Archelios, entre outros. O *software* escolhido foi o PVSyst (versão 7.3.4) por ser um dos programas mais completos e utilizados no mercado.

O PVsyst começou a ser desenvolvido em 1992 pelo seu idealizador e criador André Mermoud [92]. É um *software* especializado no estudo e simulação de sistemas solares fotovoltaicos. É amplamente utilizado na indústria solar para auxiliar no dimensionamento, desenvolvimento e otimização de projetos de produção solar fotovoltaica, bem como para realizar estudos de previsão de produção de energia e análise financeira. Permite o estudo de sistemas ligados à rede e sistemas isolados com baterias. Tem a capacidade de emitir relatórios bastante detalhados e com valores muito próximos dos reais [93] [94].

Por ser um *software* bastante completo, com várias bases de dados de irradiação solar e de equipamentos (módulos, inversores e baterias), permite trabalhar com um grau elevado de detalhe, nomeadamente, definição de orientações, perdas, sombras, desenhos de *layouts* tridimensionais, etc. Desta forma, serão realizadas simulações em PVSyst por forma a garantir um nível de profundidade superior e desta forma, confirmar com o resultado da simulação no Homer Pro.

5.2. ILHA GRACIOSA: CASO ATUAL

5.2.1 SIMULAÇÃO DA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA NO SOFTWARE PVSYST

Recorrendo ao *software* PVSyst, realizou-se uma simulação à central solar fotovoltaica atual de 1 MW da Graciólica, de forma a verificar a produção estimada de energia elétrica anual.

O processo de simulação precisa passar por várias etapas. Numa fase inicial criou-se a localização da central no PVSyst, em que através da latitude (39°04'27.7") e longitude (-27°59'15.1"), o programa dá-nos a altitude do local (79 m). A base de dados meteorológica escolhida foi a “Meteonorm 8.1”. Com estes dados o PVSyst consegue obter os dados mensais para o local, de irradiação solar, temperatura, velocidade do vento e humidade, conforme se pode visualizar na **Tabela 9**.

Tabela 9 - Dados meteorológicos obtidos pelo PVSyst

	Irradiação horizontal total (Kwh/m ² /dia)	Irradiação difusa horizontal (Kwh/m ² /dia)	Temperatura (°C)	Humidade (%)	Velocidade do vento (m/s)
Janeiro	1,96	0,89	15,0	81,0	5,59
Fevereiro	2,69	1,30	14,5	79,3	5,40
Março	3,72	1,72	14,8	77,4	5,69
Abril	5,05	2,41	15,2	77,0	5,39
Maior	5,75	2,71	17,1	77,9	4,70
Junho	6,01	2,70	19,1	80,7	4,29

Julho	5,97	2,41	21,7	78,7	3,69
Agosto	5,87	2,19	22,8	78,2	3,70
Setembro	4,51	2,08	21,5	79,4	4,20
Outubro	3,09	1,42	19,3	79,0	5,11
Novembro	2,06	1,28	16,9	79,2	5,39
Dezembro	1,61	0,94	15,7	80,1	5,80
Média Anual	4,03	1,84	17,8	79,0	4,9

De seguida, definiu-se a forma de instalação dos módulos, como “inclinação do plano fixa”, conforme a instalação atual. O PVSyst permite simular com diferentes tipos de instalação, nomeadamente, orientação fixa com uma ou várias orientações, inclinações com ajustes sazonais e *trackers* de um ou dois eixos. A inclinação definida para os módulos foi de 30° e o azimute de 0°, conforme se pode visualizar na **Figura 47**, de forma a simular a instalação atual, na ilha Graciosa.

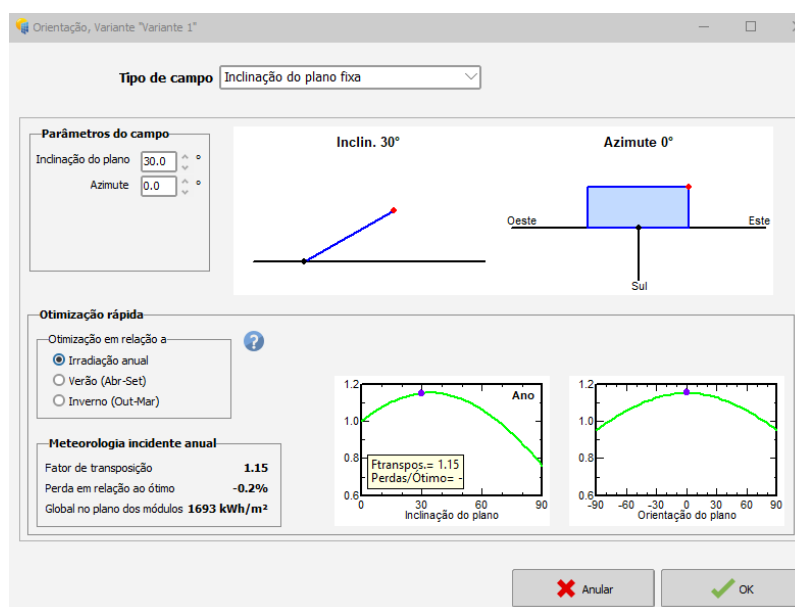


Figura 47 - Definição da forma de instalação dos módulos, inclinação e azimute, no PVSyst, caso atual

O próximo passo foi definir os módulos e inversores. A base de dados é bastante extensa, com vários inversores e módulos, cada um com as respetivas características técnicas, sendo possível introduzir novos equipamentos quer por introdução manual ou através de importação de ficheiro específico do fabricante. Conforme já mencionado no capítulo 4, na central fotovoltaica da Gracióllica, encontram-se instalados os módulos da AXITEC, modelo AC-250P/156-60S de 250 Wp e os inversores da SMA modelo Sunny Tripower 25000TL-30 de potência nominal de 25 kW. Conforme se pode ver na **Figura 48**, definiu-se a potência nominal de 1000 kWp, o que nos dá logo uma área de módulos fotovoltaicos de 6 508 m². A quantidade de módulos, inversores e distribuição de *strings*

pelos inversores foi definida conforme a instalação real atual, ou seja, 4 000 módulos, 40 inversores e *strings* de 18 e 23 módulos. Foram definidos 2 subgrupos de forma a criar *strings* de 18 e 23 módulos, obtendo-se assim 120 *strings* de 18 módulos e 80 *strings* de 23 módulos. O rácio da potência DC em relação à potência AC é de 1.

The screenshot displays the PVSystem software interface for defining a solar system. The main window is titled 'Definição de um sistema em rede, Variante VCO: Variante 1*'. It is divided into several sections:

- Sub-grupo:**
 - Nome e orientação do sub-grupo:** Nome: PV 18 módulos, Orientação: Inclinação do plano fixa, Inclinação: 30°, Azimute: 0°.
 - Ajuda para o dimensionamento:** Introduza Pnom desejado: 1000 kWp, ou superfície disponível(módulos): 6508 m².
 - Seleção do módulo PV:** Filtro: Todos os módulos FV, Aproxim. módulos necessários: 4000. Seleção: Axitec USA, 250 Wp 26V, Si-poly, Axipower AC-250P/156-60S, Desde 2015, Manufacturer 2016. Dimens. das tensões: Vmpp (60°C): 26.1 V, Vco (-10°C): 42.2 V.
 - Seleção do inversor:** Tensão de saída: 400 V Tri 50Hz, SMA, 25 kW, 390 - 800 V, TL, 50/60 Hz, Sunny Tripower 25000TL-30, Desde 2014. Número de entradas MPPT: 40, Tensão de funcionamento: 390-800 V, Potência do inversor utilizada: 500 kWca. Utilize multi-MPPT: [checked]. Tensão máxima entrada: 1000 V, inversor com 2 MPPT. Não há partilha de potência entre MPPTs.
 - Dimensionamento do grupo:** Número de módulos e strings: Mod. em série: 18, Nr. strings: 120. Perdas sobre-pot.: 0.0 %, Rácio Pnom: 1.08. Irradián. no plano: 1000 W/m². Condições de funcionamento: Vmpp (60°C): 469 V, Vmpp (20°C): 563 V, Vco (-10°C): 799 V. Imp (STC): 977 A, Isc (STC): 1045 A. Potênc. Máx. em funcionamento: 507 kW (em 1052 W/m² e 50°C). Potência nom. grupo (STC): 540 kWp.
- Lista dos sub-grupos:**

Nome	#Mód	#String	#MPPT
PV 18 módulos			
Axitec USA - Axipower AC-250...	18	120	
SMA - Sunny Tripower 25000T...	20	40	
PV 23 módulos			
Axitec USA - Axipower AC-250...	23	80	
SMA - Sunny Tripower 25000T...	20	40	
- Resumo do sistema global:**

Nr. de módulos	4000
Superfície módulos	6508 m²
N.º de inversores	40
Potência nominal FV	1000 kWp
Potência AC nominal	1000 kWAC
Rácio Pnom	1.000

Buttons at the bottom: Sinopse do sistema, Diagrama unifilar, Anular, OK.

Figura 48 - Definição de módulos, inversores e configurações, no PVSystem

O próximo passo, foi definir os parâmetros de perdas da central fotovoltaica, desde perdas térmicas, óhmicas, derivado da qualidade dos módulos (Mismatch), devido a sujidade, envelhecimento, indisponibilidade e correção espectral. Quanto maior for o detalhe e rigor na definição das perdas, mais próxima será do real.

Posteriormente, elaborou-se o desenho tridimensional da central solar, de forma a efetuar a análise de sombreamento. Esta ferramenta tem em conta as limitações do horizonte e de objetos que possam criar sombras sobre os módulos fotovoltaicos. Também permite definir a inclinação e azimute dos módulos, assim como as “mesas”. As “mesas” são o conjunto de módulos agregados numa estrutura metálica e esta ferramenta permite definir a disposição dos módulos na estrutura, ou seja, se ficam na posição vertical ou horizontal e a sua quantidade (número de módulos em comprimento e largura). Conforme o caso real em estudo, definiu-se 30° de inclinação e 0° de azimute e “mesas” constituídas por 2 filas na vertical de 18 módulos. O espaçamento entre filas de mesas foi de 7 metros. Desta forma, conseguiu-se obter um desenho 3D muito similar à central existente, como se pode visualizar na **Figura 49**. As diferentes cores do desenho 3D, representam a distribuição das *strings*.

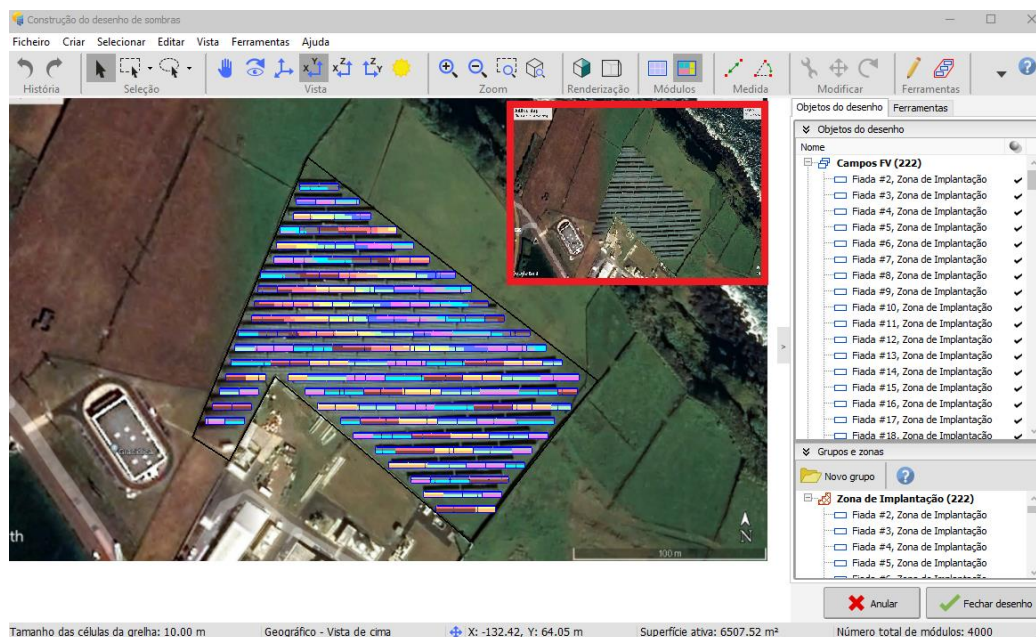


Figura 49 - Desenho 3D da central solar fotovoltaica atual, no PVsyst

Na conceção de sistemas fotovoltaicos é indispensável conhecer a posição do sol, só assim é possível conhecer a radiação solar do local em questão. O PVsyst, através da implantação do desenho tridimensional, permite simular a posição do sol em determinado dia e hora do ano, de forma a obter uma animação de sombras. Na **Figura 50**, pode-se ver a animação de sombras 3D no dia 21/12/2023, considerado o dia mais desfavorável do ano para produção solar fotovoltaica devido à curta duração de exposição solar. É possível constatar que o sombreamento começa a afetar a central solar por volta das 16h:30, devido à altura do sol ser extremamente baixa, em relação à linha do equador.

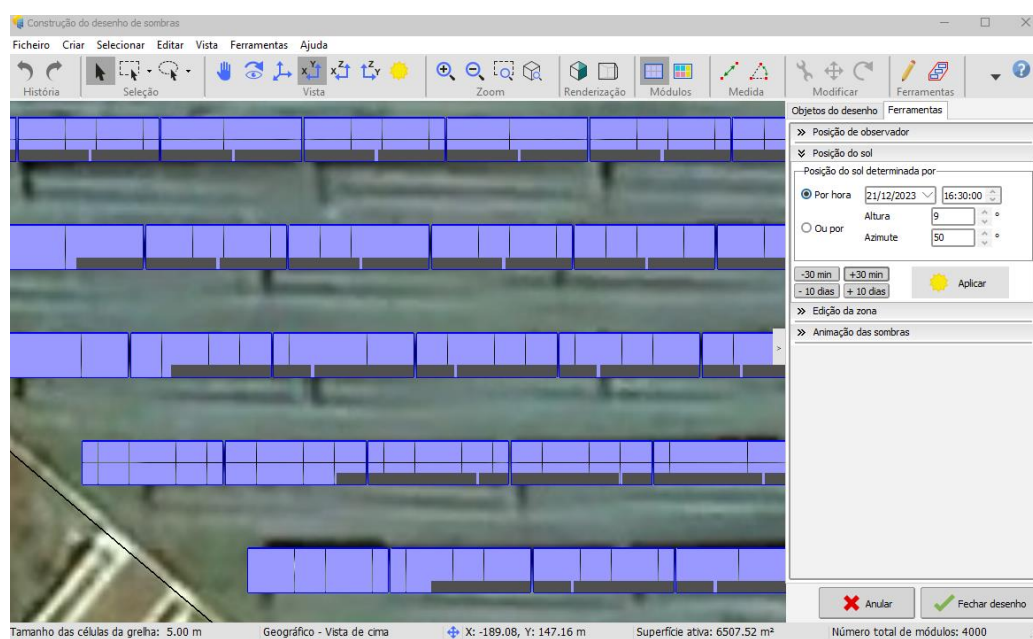


Figura 50 - Análise de Sombreamento, no PVsyst

Finalmente, com todos os parâmetros da central fotovoltaica definidos, é possível executar a simulação e gerar o relatório da simulação. Constatase, tendo em consideração todas as perdas, que a energia produzida pela central no primeiro ano é de 1,32 GWh/ano, o que vai de encontro ao mencionado em [66], 1,3 GWh/ano. O Índice de Performance (PR) obtido pela simulação é de 79,83%.

O PR, definido na norma IEC EN 61724, é calculado através da relação entre a energia efetivamente produzida pela central fotovoltaica e a energia que seria produzida se o sistema estivesse a funcionar continuamente na sua eficiência nominal de *Standard Test Conditions* (STC). Quanto mais próximo de 100%, maior é a eficiência do sistema em converter a luz solar em eletricidade. O PR é uma métrica importante na indústria fotovoltaica, sendo muitas vezes utilizado como condição contratual/garantia ao comissionar um sistema fotovoltaico ou para verificação do rendimento anual [95].

O PR de uma instalação fotovoltaica calcular-se-á de acordo com a seguinte equação:

$$PR = \frac{E}{\sum_{\alpha=1}^n \left(\frac{G_R}{G_{STC}} \right) * P_P} + Deg \quad (1)$$

Onde:

E : energia elétrica produzida pela central solar fotovoltaica, durante o período em estudo (kWh);

G_R : irradiação incidente no plano dos módulos, recebida no sensor de irradiação, cuja tecnologia e inclinação é similar à dos módulos solares fotovoltaicos aplicados na instalação (kW/m²);

G_{STC} : irradiação recebida em condições STC (kW/m²);

P_P : potência de pico existente na instalação, na inclinação α considerada e considerando a correção da temperatura (kW);

Deg : corresponde à degradação inicial do módulo e à degradação no final do ano x , sendo x o ano para o qual se está a efetuar o cálculo do PR.

5.2.2 SIMULAÇÃO CASO HÍBRIDO ATUAL NO SOFTWARE HOMER PRO

O caso de estudo a ser implementado no HOMER Pro é tido como “caso atual” e representa a solução existente implementada na ilha Graciosa. De seguida, será mostrado como se configurou no Homer Pro todos os componentes, nomeadamente, a carga da ilha, a central solar fotovoltaica, central eólica, central de baterias e central termoelétrica, de acordo com as características do sistema electroprodutor atual da ilha Graciosa.

O primeiro parâmetro a configurar foi a carga da ilha Graciosa. O Homer Pro, permite a parametrização de três tipos de cargas, sendo elas: elétrica, térmica e de hidrogénio. Para o estudo de caso foi selecionada a carga elétrica.

Para tornar a simulação 100% real foram utilizados os dados de consumo da ilha de janeiro a dezembro de 2022 em períodos de 15 minutos (35 040 valores), obtidos através do GEMS. Para tal, foi necessário configurar o formato dos dados a apresentar, de forma que o *software* Homer Pro conseguisse importar e ler o ficheiro com os dados. Após a importação, o Homer Pro apresenta o perfil anual, sazonal e diário, assim como diversas informações, nomeadamente o consumo médio diário da ilha (38,122 MWh/dia), potência média (1,588 MW) e pico máximo da carga (2,435 MW), como se pode visualizar na **Figura 51**. O Homer Pro, introduziu de forma automática, uma percentagem de variabilidade aleatória dia-a-dia de 5,127% e de intervalo de tempo de 6,621%.

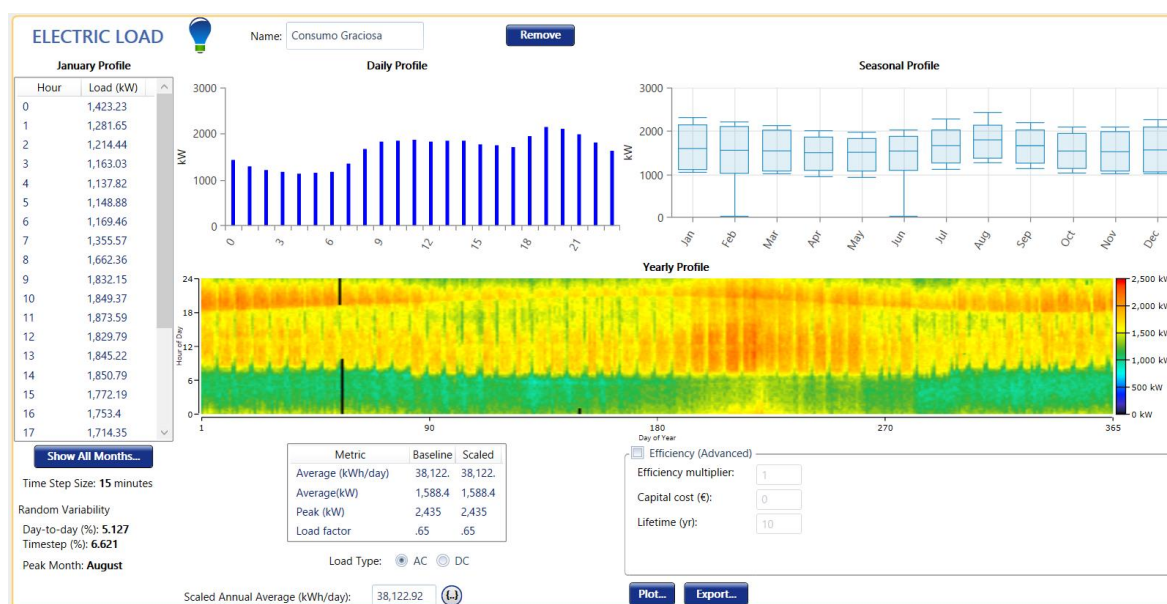


Figura 51 - Carga elétrica da ilha Graciosa, no software Homer Pro

Para configurar a central fotovoltaica no Homer Pro, foi necessário inserir os valores da irradiação média diária em cada mês (ver **Figura 52**). Embora o Homer Pro tenha uma base de dados meteorológicos que pode ser descarregada através da *internet*, foram utilizados os valores da **Tabela 9**, obtidos pelo *software* PVSyst de forma a posteriormente ao se comparar valores termos como informação a mesma base de dados.



Figura 52 - Configuração do recurso solar, no Homer Pro

O Homer Pro, possui um catálogo de módulos solares fotovoltaicos de várias marcas, no entanto, bastante mais limitado que o PVSyst, principalmente em módulos lançados no mercado mais recentemente. Todavia, consta na biblioteca do Homer Pro, o módulo fotovoltaico instalado atualmente na Graciosa, o modelo AC-250P/156-60S de 250 Wp, da marca AXITEC. Após escolher o módulo, são obtidas automaticamente algumas propriedades do módulo, no entanto, de uma forma muito mais superficial que o *software* PVSyst. É também necessário especificar o tipo de sistema da central, se fixo ou *tracking*, inclinação dos módulos, azimute e os custos com a central, nomeadamente, o valor do capital investido e custos de O&M. Outros parâmetros possíveis de alterar no *software* são o tempo de vida da instalação (20 anos), *derating factor* e *ground reflectance*. O *derating factor* utilizado foi de 85%, sendo este um fator que permite diminuir a potência do sistema, de modo que este se aproxime mais de uma situação real, tendo em conta a existência de perdas relacionadas com temperatura, cabos, etc. O *ground reflectance* definido foi de 20%, sendo que este representa a fração de energia solar incidente no chão e que é refletida.

O Homer Pro, permite dimensionar a central fotovoltaica através da ferramenta “HOMER Optimizer™”, em que a potência nominal da central é definida através de algoritmos que vão decidir qual a potência mais indicada do projeto ou através da ferramenta “Search Space” em que se coloca manualmente o valor ou intervalos de valores da potência nominal que se quer para a central. Como aqui o objetivo é simular a instalação existente atualmente na Graciosa optou-se por colocar o valor fixo da potência instalada em 1 MW.

Tal como na central fotovoltaica, na central eólica, também foi necessário inserir os valores da velocidade média do vento (ver **Figura 53**). Aqui optou-se por inserir os valores obtidos através do GEMS (média da velocidade dos anos 2020, 2021 e 2022), de forma a tornar a simulação o mais próxima da realidade.



Figura 53 - Configuração do recurso eólico, no Homer Pro

O Homer Pro, possui um catálogo de aerogeradores de várias marcas, tendo inclusive o modelo E-44 de 900 kW, da marca Enercon, instalado atualmente na Graciosa. Após escolher o aerogerador, são obtidas automaticamente as suas propriedades. É necessário especificar alguns parâmetros como a altitude acima do mar, altura do anemómetro, o tempo de vida útil (20 anos), a altura da nacela (55 metros), pois existem 2 modelos E-44 de 900 kW (45m e 55m), custos com a central, nomeadamente, o valor do capital investido e custos de O&M, assim como as perdas relacionadas com a disponibilidade, performance, elétricas, etc. Também no recurso eólico, o Homer Pro, permite dimensionar a central através da ferramenta “HOMER Optimizer™”, ou através da ferramenta “Search Space”. Como aqui o objetivo é simular a instalação existente atualmente na Graciosa optou-se por colocar 5

unidades de aerogeradores E-44 de 900 kW, o que resulta numa potência instalada de 4,5 MW.

Relativamente à central de armazenamento de baterias da Gracióllica, visto o Homer Pro não possuir no catálogo o modelo das baterias e inversores instalados na Gracióllica, optou-se por seleccionar 3 unidades de um modelo genérico de baterias de iões de lítio de 1 MWh cada, por forma a ser semelhante ao caso existente que possui 3,2 MWh. Pode-se ver na **Tabela 10**, as características da bateria e inversor escolhidos. É também necessário especificar o valor do capital investido e custos de O&M. Outros parâmetros possíveis de alterar no *software* são o tempo de vida da instalação (20 anos), o *State Of Charge* (SOC), inicial (100%) e mínimo (30%), assim como o tamanho e quantidade de *strings*.

Tabela 10 - Características da bateria e inversor, Homer PRO

Bateria genérica de 1 MWh	
Tecnologia	Iões de Lítio
Tensão nominal	600 V
Potência ativa máxima de descarga	3000 kW
Duração	33 minutos
Capacidade nominal (kWh)	1 000 kWh
Capacidade nominal (Ah)	1 670 Ah
Eficiência	90 %
Vida útil	20 anos
Corrente máxima de carga	1 670 A
Corrente máxima de descarga	5 000 A
Estado inicial de carga	100%
Estado de carga mínimo	30%
Inversor genérico de 7 425 kW	
Potência Ativa	7 425 kW
Vida útil	20 anos
Eficiência	95%

De forma a simular o mais próximo possível da realidade, no dimensionamento do sistema de baterias e respetivo conversor DC/AC, também se utilizou a ferramenta “Search Space” não permitindo o Homer Pro a utilização da ferramenta de optimização, para encontrar outra solução.

Em relação à central termoelétrica a gásóleo da Graciosa, por desconhecimento da marca e modelo dos geradores térmicos a gásóleo existentes na Graciosa, optou-se por seleccionar no catálogo existente do Homer Pro, 6 geradores a gásóleo com potências similares aos existentes na central termoelétrica da Graciosa. O somatório da potência ativa

dos 6 geradores escolhidos é de 4 652 kW, o que não difere muito do instalado na ilha Graciosa (4 679 kW).

Na **Tabela 11**, pode-se ver as características dos geradores escolhidos.

Tabela 11 - Definição e características dos geradores a gásóleo da central termoeletrica, Homer Pro

	CAT 580 kW	CAT 800 kW	CAT 1056 kW
Quantidade	3	1	2
Combustível	Gasóleo	Gasóleo	Gasóleo
Fabricante	Caterpillar Inc.	Caterpillar Inc.	Caterpillar Inc.
Modelo	CAT-725kVA-50Hz-PP	CAT-1000kVA-50Hz-PP	CAT-1320kVA-50Hz-PP
Potência Ativa (kW)	580	800	1 056
Potência Aparente (kVA)	725	1 000	1 320
Vida útil (horas)	90 000	90 000	90 000
Frequência (Hz)	50	50	50
Velocidade (rpm)	1 500	1 500	1 500
Fuel curve intercept (L/hr)	12,6	16,1	27,2
Fuel curve slope (L/hr/kW)	0,242	0,236	0,229

A **Figura 54**, representa a arquitetura do sistema electroprodutor atual da ilha Graciosa, sistema isolado, contendo todos os equipamentos da central solar fotovoltaica, central eólica, central termoelétrica e central de armazenamento a baterias, definidos no Homer Pro.

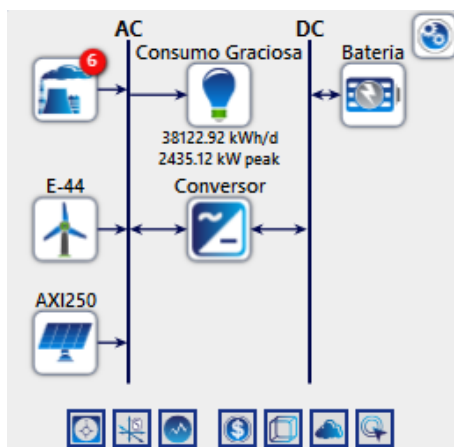


Figura 54 - Arquitetura do sistema electroprodutor atual da ilha Graciosa, Homer Pro

Após a definição de todos os equipamentos constituintes do sistema electroprodutor atual da ilha Graciosa, com o maior detalhe possível, de forma a se aproximar ao caso real em estudo, foi necessário definir os custos desses mesmos equipamentos no Homer Pro.

Aquando da escolha e definição dos equipamentos no Homer Pro, existem campos dedicados para a colocação do valor do Capital Investido (CAPEX) e custos de O&M. Na **Tabela 12**, constam os valores de CAPEX e O&M do sistema híbrido da ilha Graciosa. Para

a central termoeletrica a gasóleo, propriedade da EDA, para além dos valores de CAPEX e O&M, também se definiu o custo do litro do gasóleo utilizado nos geradores. Foi utilizado o custo médio unitário referente ao ano de 2022, disponibilizado pela EDA [96], que foi um valor de 1,2074 €/litro de gasóleo.

Tabela 12 - Custos de CAPEX e O&M do sistema híbrido atual

CAPEX Gracióica	
Central Solar Fotovoltaica	2 040 000,00 €
Central Eólica	5 551 406,74 €
Central de Baterias	6 986 072,80 €
Linha de MT, edifício central de baterias, aquisição/aluguer de terrenos, licenciamento e <i>software</i> GEMS*	7 922 520,46 €
Total do investimento Gracióica:	22 500 000,00 €
CAPEX Central termoeletrica**	
Caterpillar 3512B - 1.600 kVA	314 000,00 €
Caterpillar 3512B - 1.600 kVA	314 000,00 €
Caterpillar C32 - 1.250 kVA	181 500,00 €
Caterpillar DE850E0 - C18 - 850 kVA	151 250,00 €
Caterpillar DE850E0 - C18 - 850 kVA	151 250,00 €
Caterpillar DE850E0 - C18 - 850 kVA	151 250,00 €
Total do investimento Central Termoeletrica:	1 263 250,00 €
O&M (€/ano)	
Central Solar Fotovoltaica	4 000,00 €
Central Eólica	172 000,00 €
Central de Baterias	21 000,00 €
Central Termoeletrica***	126 325,00 €
Total O&M (€/ano):	323 325,00 €

*Este valor não foi inserido no Homer Pro, devido ao *software* não possuir campos dedicados para contemplar estes custos.

**Por desconhecimento da marca, modelo e valor de aquisição dos geradores instalados na central termoeletrica da Graciosa, obteve-se valores de aquisição [97] de geradores da marca caterpillar com potências similares aos existentes. Este valor não contempla o transporte e instalação.

*** Considerou-se um valor de 10% do CAPEX para a O&M anual da central termoeletrica, resultando num custo de O&M de 2,40 €/hora por cada gerador.

Com todos os parâmetros definidos no Homer Pro, foi possível proceder à simulação do sistema electroprodutor atual na ilha Graciosa. A simulação em específico é rápida visto não utilizar a ferramenta “HOMER Optimizer™”. Apenas é utilizada a ferramenta “Search Space”, pois no caso atual, o dimensionamento de todas as centrais são definidas pelo utilizador, não permitindo ao Homer Pro o seu dimensionamento. Após conclusão da simulação, é apresentada uma página de resumo com a simulação vencedora, assim como uma tabela onde constam todas as simulações viáveis que o *software* encontrou, dispostas

na ordem crescente do seu custo. Neste caso de estudo, apenas é encontrada uma solução, pois não foi permitido ao *software* a pesquisa de outras soluções. Também é possível aceder aos detalhes de cada simulação viável, constando aqui a informação mais em pormenor podendo até se criar uma proposta para o cliente, com dados bastante pormenorizados e informativos.

A simulação vencedora é o sistema com o menor custo de ciclo de vida, que no Homer Pro se designa de *Net Present Cost* (NPC) [98]. O NPC é uma métrica utilizada em análises financeiras para avaliar a viabilidade de projetos de investimento. Este valor contempla todos os custos incorridos pelo sistema ao longo de sua vida útil, exceto o valor da receita que ele obtém ao longo de sua vida útil. Os custos incluem custos de CAPEX, custos de O&M e custos de combustível. Não foram considerados custos de substituição, uma vez que se admite que os grandes equipamentos do sistema não são substituídos ao longo do período de vida útil (20 anos) do projeto. O Homer Pro, calcula o NPC total somando o desconto dos *cash flows* em cada ano de vida do projeto. Apesar de ser este o critério para a simulação vencedora, é possível selecionar uma simulação diferente, dentro das simulações viáveis encontradas e torná-la a nossa simulação de eleição [98]. O cálculo do NPC no Homer Pro é realizado utilizando a seguinte equação:

$$NPC = C_{CAPEX} + \sum_{a=1}^n C_{O\&M} \quad (2)$$

Onde:

C_{CAPEX} : Custo total do capital investido (€);

$C_{O\&M}$: Custo de O&M anual (€/ano);

n : Vida útil do projeto (ano).

Outra métrica bastante importante na simulação é o valor do *Cost Of Energy* (COE) que é definido como o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema. Para calcular o COE, o Homer Pro divide o custo anual de produção de eletricidade (o custo anual total do sistema, menos o custo da produção térmica) pela energia elétrica produzida anualmente, utilizando a seguinte equação [98]:

$$COE = \frac{C_{anual\ total} - (C_{carga\ térmica} * E_{térmica\ produzida})}{E_{elétrica\ produzida}} \quad (3)$$

Onde:

$C_{anual\ total}$: Custo anual total do sistema (€/ano);

$C_{carga\ térmica}$: Custo produção térmica (€/kWh);

$E_{térmica\ produzida}$: Energia térmica produzida anualmente (kWh/ano);

$E_{elétrica\ produzida}$: Energia elétrica produzida anualmente (kWh/ano).

O segundo termo no numerador é a parcela do custo anual resultante da alimentação de cargas térmicas. Em sistemas, como o eólico ou solar fotovoltaico, que não atendem a uma carga térmica esse termo é zero.

Resultados ilha Graciosa: Caso Atual:

O valor de NPC foi de 50 072 864,94 €, COE de 0,180 €/kWh e fração renovável de 65,55%.

A penetração renovável obtida através do Homer Pro é cerca de 6,09% superior à média real dos últimos 3 anos (2020 a 2022), no entanto, como este valor depende muito das perdas definidas nos equipamentos, não se considerou relevante essa diferença, aliás é um resultado bastante satisfatório e que vai de encontro ao esperado.

O consumo da ilha obtido no Homer Pro é muito similar ao real, devido aos dados de consumo, em períodos de 15 minutos, fornecidos ao Homer Pro terem sido os reais do ano de 2022.

A produção solar fotovoltaica obtida no Homer Pro é de 1,31 GWh/ano, sendo assim, idêntica à anunciada em [66] (1,3 GWh/ano), assim como a obtida na simulação obtida através do *software* PVSyst (1,32 GWh/ano).

A diferença entre a produção da energia elétrica solar fotovoltaica e eólica, obtida no Homer Pro e a real (GEMS/SREA), é explicada pelo facto de o *software* não fazer a subtração da energia renovável não produzida, devido a *curtailment*, ou seja, ao valor apresentado (1,31 GWh e 13,04 GWh), na **Tabela 13**, teria de se retirar o valor de *curtailment* (4,98 GWh) obtido. Desta forma, os valores percentuais de cada tecnologia (renovável e não renovável) aproximar-se-iam dos valores reais.

Em relação à central termoeletrica, foi selecionada a opção no Homer Pro, para incluir em todas as simulações os 6 geradores existentes na central termoeletrica da Graciosa,

de forma a contabilizar todos os custos. É informado no resultado da simulação que o total de consumo de combustível por ano é de 1 240 773,00 litros de gasóleo (não difere muito do anunciado em [66], cujo valor é de 1,3 milhões de litros), repartido por 4 geradores, assim como a produção de energia elétrica, consumo de gasóleo, horas de operação, eficiência elétrica, etc, individualmente por gerador. A arquitetura do sistema vencedor apenas recorre a 4 geradores gasóleo o que quer dizer que com a entrada do sistema híbrido da Gracióllica, existe uma potência instalada de energia termoeleétrica desnecessária.

Na central de armazenamento a baterias, o resultado da simulação apresenta várias informações, como o estado de carga, energia armazenada, energia descarregada, perdas, custo da energia, etc. Um dado importante é a autonomia, que é de 1,32 horas, tendo em conta que na definição da bateria se definiu um mínimo de SOC de 30%, de forma a garantir a segurança da rede e evitar a utilização constante dos geradores a gasóleo.

Na **Tabela 13**, pode-se ver um resumo dos resultados obtidos da simulação, com uma comparação dos valores reais obtidos no GEMS e Serviço Regional de Estatística dos Açores (SREA) e que constam na **Tabela 8**.

Tabela 13 - Comparação resultados: Homer Pro versus GEMS/SREA, caso atual

Produção Anual	Homer Pro	GEMS/SREA
Penetração renovável (%)	65,55	59,46
Consumo da Ilha (GWh)	13,91	14,06
Central Termoeleétrica (GWh)	4,79	5,70
Central Termoeleétrica (%)	25,03	40,53
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	1,31	0,98
Energia Solar Fotovoltaica (%)	6,85	6,99
Energia Eólica (GWh)	13,04	7,38
Energia Eólica (%)	68,10	52,48
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	1,29	0,74
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	1,16	0,58
Eficiência das Baterias (%)	90,00	79,22
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (GWh)	4,98	5,86
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (%)	34,70	41,20

O resultado da simulação, apresenta-nos outro tipo de informação, como um resumo dos custos do projeto, por componente, podendo-se escolher se queremos os valores ao fim da vida útil do projeto (estimou-se 20 anos) ou valores anuais.

A **Tabela 14**, representa um resumo dos custos da simulação, que deu origem ao valor NPC de 50 072 864,94 €.

Tabela 14 - Custos de CAPEX, O&M e gasóleo (simulação vencedora), Homer Pro

Tecnologia	CAPEX (€)	O&M (20 anos) (€)	Gasóleo (€)	Total (€)
Central Solar Fotovoltaica	2 040 000,00	80 000,00	0	2 120 000,00
Central Eólica	5 551 406,74	3 516 000,00	0	9 067 406,74
Central de Baterias	6 928 691,00	420 000,00	0	7 348 691,00
Gerador CAT-1000kVA-50Hz-PP	181 500,00	91 872,00	9 310 298,00	9 583 670,00
Gerador CAT-1320kVA-50Hz-CP-1	314 000,00	79 872,00	10 703 464,00	11 097 336,00
Gerador CAT-1320kVA-50Hz-CP-2	314 000,00	6 144,00	832 807,20	1 152 951,20
Gerador CAT-725kVA-50Hz-PP-1	151 250,00	133 440,00	9 115 620,00	9 400 310,00
Gerador CAT-725kVA-50Hz-PP-2	151 250,00	0	0	151 250,00
Gerador CAT-725kVA-50Hz-PP-3	151 250,00	0	0	151 250,00
Total:	15 783 347,74	4 327 328,00	29 962 189,20	50 072 864,94

Nos resultados da simulação e proposta de cliente é possível observar em detalhe todos os resultados da simulação, podendo-se destacar o gráfico com a produção elétrica mensal por tecnologia, como se pode ver na **Figura 55** retirada da proposta do cliente elaborada através do resultado da simulação no Homer Pro.

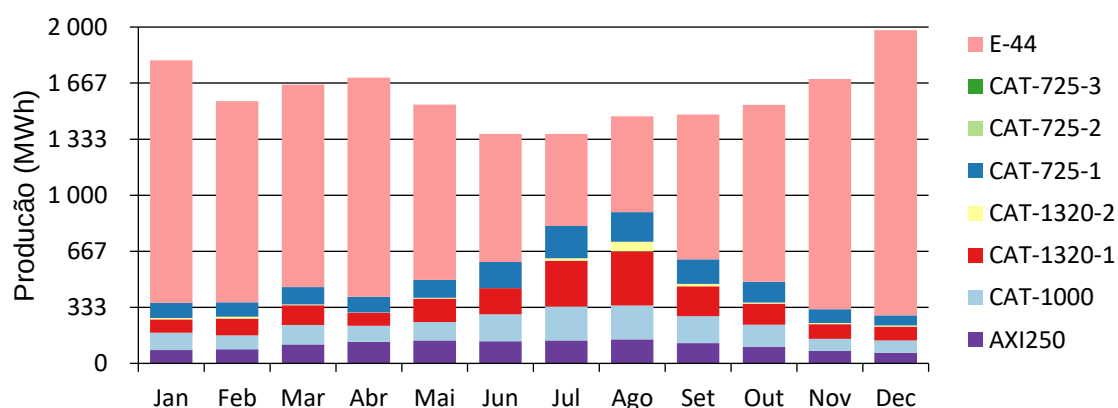


Figura 55 - Produção elétrica mensal, por tecnologia, Homer Pro, caso atual

Através da **Figura 55**, verifica-se que nos meses de verão a energia eólica (E-44) tem uma expressão menor, devido à menor velocidade média do vento nesses meses. Na energia solar fotovoltaica (AXI250) passa-se o oposto, sendo nos meses de primavera e verão que há mais produção de energia elétrica, devido à maior irradiação solar, no entanto, devido à potência instalada ser de apenas 1 MW tem um impacto inferior na penetração de energias renováveis. Face a estas volatilidades das renováveis, principalmente da eólica, verifica-se que é nos meses de verão que há uma maior necessidade de recorrer aos geradores a gasóleo.

A **Tabela 15**, representa os custos de produção de energia e horas de operação por tecnologia/equipamento, apresentados nos resultados da simulação no Homer Pro.

Tabela 15 - COE e horas de operação, por tecnologia/equipamento, Homer Pro, caso atual

Tecnologia/Equipamento	COE	Horas de operação
Energia Solar Fotovoltaica	0,0809 €/kWh	4 347 h/ano
Energia Eólica	0,0348 €/kWh	8 421 h/ano
Gerador CAT-1000kVA-50Hz-PP	0,285 €/kWh	1 914 h/ano
Gerador CAT-1320kVA-50Hz-CP-1	0,277 €/kWh	1 664 h/ano
Gerador CAT-1320kVA-50Hz-CP-2	0,277 €/kWh	128 h/ano
Gerador CAT-725kVA-50Hz-PP-1	0,293 €/kWh	2 780 h/ano
Gerador CAT-725kVA-50Hz-PP-2	0,293 €/kWh	0 h/ano
Gerador CAT-725kVA-50Hz-PP-3	0,293 €/kWh	0 h/ano

Através da **Tabela 15**, é fácil constatar que o COE das renováveis é muito inferior ao dos geradores a gásóleo. O valor de COE dos geradores a gásóleo, está totalmente interligado ao preço do gásóleo, ou seja, quando o preço do gásóleo sobe o COE dos geradores também sobe, o que torna o preço da energia do sistema electroprodutor bastante volátil e dependente do mercado dos combustíveis fósseis.

Para além das questões ambientais, transição energética, etc, o elevado valor do preço da energia elétrica derivada de combustíveis fósseis, torna-se assim num motivo ainda maior para a desativação da central termoelétrica na Graciosa e a realização de uma expansão do sistema híbrido atual de forma que todo o consumo da ilha Graciosa seja proveniente de energias renováveis. Este assunto será desenvolvido nos subcapítulos seguintes.

5.3. ILHA GRACIOSA: CASO 100% ENERGIA RENOVÁVEL COM SOLAR, EÓLICO E BATERIAS

Os resultados de desempenho da operação do projeto da Graciólca estão dentro das expectativas iniciais, que visavam atingir entre 60% a 65% de penetração renovável anualmente, no entanto o seu dimensionamento não foi realizado com o objetivo de alimentar a ilha a 100% através de energias renováveis.

Neste subcapítulo, irá ser feito o estudo de uma expansão ao sistema híbrido atual, por forma a tentar tornar a ilha eletricamente sustentável apenas com as tecnologias de FER atuais, ou seja, energia solar fotovoltaica e energia eólica, auxiliadas pela central de baterias, desativando assim a central termoelétrica e consequentemente o consumo de combustíveis fósseis.

O objetivo é dimensionar, no *software* Homer Pro, os componentes do novo sistema híbrido, por forma a minimizar o custo da construção, operação e manutenção, durante o seu período de vida útil, podendo assim ser entregue à ilha Graciosa uma energia 100% verde, a um menor custo.

Para efetuar esta simulação no Homer Pro, foram retirados os 6 geradores a gasóleo (central termoelétrica da Graciosa) do caso de estudo do subcapítulo 5.2. Outra alteração, foi acrescentar outro modelo de módulos solares fotovoltaicos, visto os existentes na Gracióllica já não serem comercializados e serem pouco eficientes (15,37% de eficiência). Para isso e visto que a biblioteca existente no Homer Pro não possui os modelos de módulos solares fotovoltaicos mais utilizados atualmente, com potência nominal e eficiência superiores, adicionou-se manualmente o módulo solar fotovoltaico modelo JKM545M-72HL4-V do fabricante Jinko. Este módulo possui uma potência de 545 Wp e 21,13% de eficiência. Realça-se o facto de o Homer Pro ser muito limitado nas propriedades que permite inserir acerca das características de novos equipamentos. Para esta nova central solar fotovoltaica, foi definido um CAPEX de 1,00 €/W instalado e um custo de O&M de 1% do valor do CAPEX.

Pode-se ver na **Figura 56**, a arquitetura do sistema electroprodutor isolado com energia proveniente de FER de tecnologia solar fotovoltaica e eólica, com recurso a armazenamento, através de baterias, que foi configurado no Homer Pro.

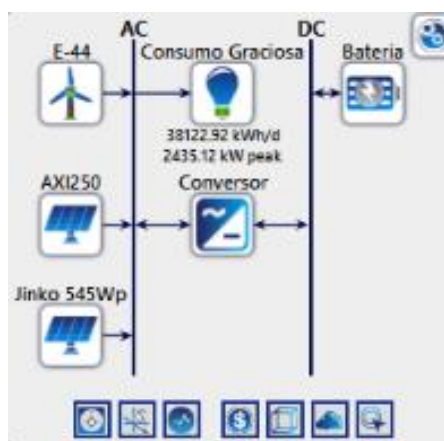


Figura 56 - Arquitetura do sistema electroprodutor solar+eólico+baterias, Homer Pro

Nesta simulação, o dimensionamento das centrais foi feito através da ferramenta “HOMER Optimizer™”, mantendo-se apenas a ferramenta “Search Space” na central solar fotovoltaica de 1 MW existente com os módulos AXITEC de 250 Wp. Na central eólica, manteve-se o mesmo modelo de aerogerador existente, inclusive valores de CAPEX e O&M

por potência instalada, podendo o Homer Pro alterar a quantidade de aerogeradores. Na central de baterias manteve-se a mesma configuração da bateria genérica de 1 MWh da simulação anterior, assim como valores de CAPEX e O&M por capacidade nominal instalada, podendo na mesma o Homer Pro alterar a quantidade de baterias.

Resultados ilha Graciosa: Caso 100% Energia Renovável com Solar e Eólico, com armazenamento a baterias:

A simulação vencedora, obteve um valor NPC de 112 696 860,26 €, com um COE de 0,4053 €/kWh.

A produção solar fotovoltaica obtida no Homer Pro é de 23,48 GWh/ano, sendo 1,34 GWh/ano referente à central fotovoltaica já existente com uma potência instalada de 1 MW e 22,14 GWh/ano referente à central solar fotovoltaica necessária construir de 17,07 MW. Tal como no caso de estudo do subcapítulo 5.2, também neste caso se recorreu ao *software* PVSyst, realizando-se uma simulação à central solar fotovoltaica, necessária construir de 17,07 MW com os módulos da Jinko. Considerou-se uma potência DC de 17,08 MWp, potência AC de 15,40 MW, o que resulta num rácio de 1,109. Na simulação foram considerados 31 331 módulos da Jinko de 545 Wp, modelo JKM545M-72HL4-V e 140 inversores DC/AC da Sungrow, modelo SG110-CX de 110 kW. A produção estimada no PVSyst, contemplando plano fixo, inclinação a 30°, azimute de 0° e todas as perdas, inclusive as perdas de sombreamento através do desenho 3D foi de 23,06 GWh/ano, o que é cerca de 0,92 GWh/ano superior ao resultado obtido através do Homer Pro. Visto estarmos a falar de uma central solar fotovoltaica no solo de grande dimensão, é importante realçar que a área necessária para a sua implantação é cerca de 170 mil m², sendo necessário a aquisição de terrenos junto à central solar fotovoltaica existente de 1 MW/central de baterias, quer seja através de compra ou aluguer.

Na **Figura 57**, pode-se ver o desenho 3D de uma possível implantação dos 17,08 MWp de potência DC instalada. Os 31 331 módulos da Jinko de 545 Wp, foram posicionados em mesas com 2 módulos na posição vertical e com um distanciamento entre fileiras de 10 metros, de forma a minimizar o sombreamento.



Figura 57 - Implantação PV Syst, 17,08 MWp

A produção eólica obtida no Homer Pro é de 15,65 GWh/ano provenientes de 6 aerogeradores ENERCON E-44, que perfazem uma potência instalada total de 5,40 MW. Na ilha Graciosa já se encontram instalados 5 aerogeradores, como tal, é apenas necessário instalar mais um aerogerador E-44.

Na central de armazenamento a baterias, o resultado da simulação apresenta um sistema de armazenamento com uma capacidade nominal de 32 MWh, que permite uma autonomia de 14,1 horas, com um mínimo de SOC de 30% definido pelo utilizador, de forma a garantir a segurança da rede, uma vez que as renováveis são intermitentes e já não existe central termoelétrica a que se possa recorrer.

Através da **Tabela 16**, é possível verificar que o total de energia anual produzida pela central solar fotovoltaica e central eólica é de 39,13 GWh, em que a central solar fotovoltaica representa 60% da energia produzida, sendo os restantes 40% produzidos pela central eólica. Constatase também que existe um excesso de produção de energia muito elevado, 24,54 GWh/ano, que representam 62,70% de toda a energia possível de produzir pelo sistema híbrido. Tal facto, deve-se à grande intermitência das energias renováveis solar fotovoltaica e eólica, que mesmo com um sistema de armazenamento de 32 MWh, é “desperdiçada” mais energia elétrica do que a que realmente é consumida pela ilha. Este excesso de energia elétrica não pode ser reduzido através da diminuição da potência de produção instalada, porque isso pode fazer com que a confiabilidade do fornecimento de energia seja posto em causa.

Na **Tabela 16**, pode-se ver um resumo dos resultados obtidos da simulação vencedora que obteve um menor NPC

Tabela 16 - Resumo resultados Homer Pro, caso solar+eólico+baterias

Resultados económicos no Homer Pro	
NPC (€)	112 696 860,26
COE (€/kWh)	0,4053
Dimensionamento de cada central no Homer Pro	
Central Solar Fotovoltaica (MW)	18,07
Central Eólica (MW)	5,40
Central de Armazenamento a baterias (MWh)	32,00
Consumo e Produção Anual no Homer Pro	
Consumo da Ilha (GWh)	13,91
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	23,48
Energia Solar Fotovoltaica (%)	60,00
Energia Eólica (GWh)	15,65
Energia Eólica (%)	40,00
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	3,50
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	3,15
Eficiência das Baterias (%)	80,00
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (GWh)	24,54
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (%)	62,70

Na **Tabela 17**, pode-se visualizar os custos de CAPEX e O&M, que foram considerados nesta simulação e que resultam no valor de NPC de 112 696 860,26 €.

Verifica-se que o custo de CAPEX da central de baterias é muito elevado, perfazendo 74,36 % do valor total do CAPEX do projeto híbrido.

Tabela 17 - Custos de CAPEX e O&M do sistema híbrido solar+ eólico+baterias, Homer Pro

Tecnologia	CAPEX (€)	O&M (20 anos) (€)	Total (€)
Central Solar Fotovoltaica	19 112 061,60	3 494 412,40	22 606 474,00
Central Eólica	6 661 688,09	4 219 200,00	10 880 888,09
Central de Baterias	74 729 499,00	4 480 000,00	78 386 040,00
Conversor DC/AC	823 458,16	Incluído na central de baterias	823 458,16
Total:	100 503 247,86	12 193 612,40	112 696 860,26

5.4. ILHA GRACIOSA: CONSTRUÇÃO DE UMA CENTRAL DE BIOMASSA

Num estudo feito por Triin Tamra [99], é proposto utilizar a energia excedente das renováveis da ilha Graciosa para a conversão da biomassa sólida numa forma mais adequada de produção de energia, como a produção de biocombustíveis proveniente da pirólise da biomassa, de forma que se possa substituir os geradores a gasóleo.

Em [100] e [101], é mencionado que na ilha Graciosa embora a área ocupada por povoamentos florestais seja relativamente pequena, cerca de 12%, possui biomassa lenhosa

suficiente, principalmente da espécie invasora *Pittosporum undulatum*, para utilização energética. A exploração de biomassa é viável se forem aplicados princípios sustentáveis de gestão florestal, permitindo não só a utilização da floresta existente bem como a implementação de controlo de espécies exóticas invasoras. A biomassa de *Pittosporum undulatum* disponível na ilha Graciosa, em peso seco, foi estimada em 92 152 toneladas, com uma biomassa anual disponível de 2 368 toneladas.

A utilização de biomassa da própria ilha tem como objetivo a diminuição dos custos e impacte ambiental de uma possível aquisição exterior, no entanto, poderá ser sempre possível adquirir de outras ilhas ou do continente, para manter o projeto viável tecnicamente e economicamente.

A integração de uma fonte renovável adicional no sistema híbrido da Gracióllica, pode ser considerada interessante para períodos em que não há produção significativa de energia na central solar fotovoltaica e/ou central eólica. Uma possível FER seria a biomassa, visto tratar-se de uma tecnologia bastante controlável mediante a disponibilidade da matéria-prima.

A biomassa lenhosa (sólida) pode então ser utilizada como matéria-prima para diferentes tipos de aplicações energéticas, sendo que a conversão desse tipo de matéria-prima numa forma adequada de energia pode ser realizada através de diferentes processos, nomeadamente [34]:

- Conversão físico-química: produção de biodiesel;
- Conversão bioquímica: digestão anaeróbica e hidrólise/fermentação;
- Conversão termoquímica: combustão, gaseificação e pirólise.

O Homer Pro, assume que toda a matéria-prima da biomassa é colocada num gaseificador para produzir biogás. Posteriormente, um ou mais geradores consomem o biogás para produzir eletricidade [98].

Neste subcapítulo, será feito um estudo de caso para a adição de uma central a biomassa, com o objetivo de diminuir os custos de NPC e COE do estudo de caso do subcapítulo 5.3. Manter-se-ão todos os parâmetros introduzidos no Homer Pro do subcapítulo 5.3, referentes à central solar, eólica e de baterias, sendo que o Homer Pro voltará a fazer o dimensionamento de cada central de forma automática através da ferramenta

“HOMER Optimizer™”, por forma a encontrar a melhor solução técnico-económica, com a inclusão da central de biomassa.

É necessário em primeiro lugar, inserir no Homer Pro o recurso da biomassa, para isso foi utilizada apenas a disponibilidade de biomassa existente na ilha Graciosa, mencionada em [100] e [101], por forma a minimizar custos de transporte e impacte ambiental associado. O valor a inserir no Homer Pro foi a média de biomassa disponível por dia, por isso dividiu-se as 2 368 toneladas anuais de biomassa por 365 dias, resultando numa disponibilidade média de 6,49 toneladas de biomassa por dia, conforme se pode ver na **Figura 58**. Também foi necessário introduzir informações sobre o combustível, como o preço médio por tonelada adquirida, poder calorífico inferior do biogás, percentagem de teor de carbono e o rácio da gaseificação. Considerou-se 35 € [102] [103] [104] por tonelada de biomassa adquirida, com um poder calorífico inferior de 5,50 MJ/Kg [105], 50 % [105] teor de carbono e um rácio de gaseificação de 70 % [105].

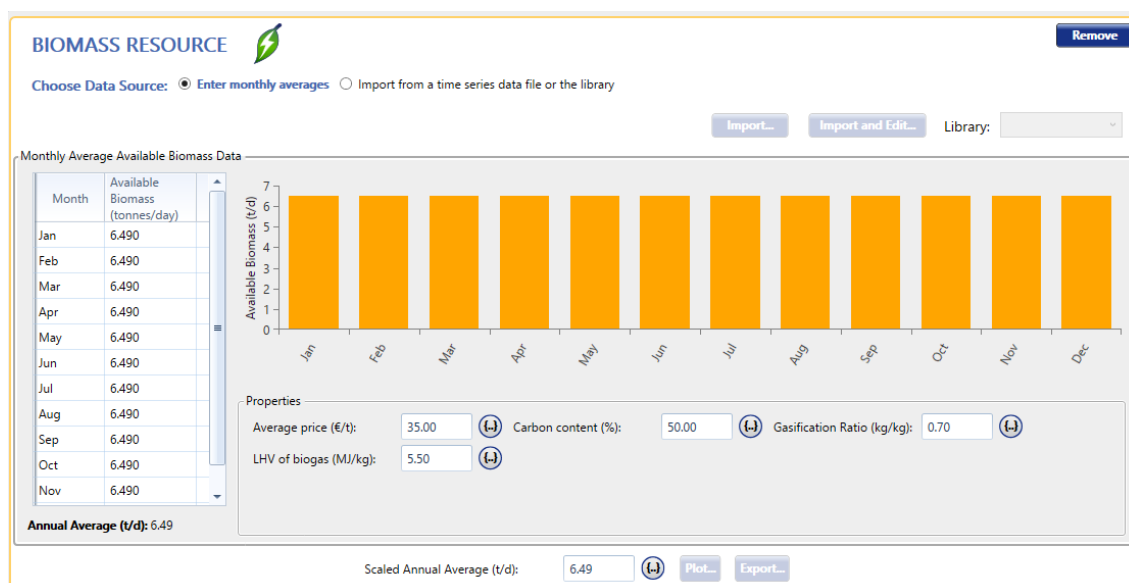


Figura 58 - Configuração do recurso biomassa, no Homer Pro

Posteriormente, configurou-se o gerador que irá converter o biogás, proveniente do gaseificador, em energia elétrica, sendo necessário definir os custos de CAPEX e O&M. Estes custos foram baseados no estudo elaborado para uma central de gaseificação de 11 MW na região centro de Portugal, em [104].

Na **Figura 59**, pode-se ver a arquitetura do sistema electroprodutor isolado com energia proveniente de FER de tecnologia solar fotovoltaica, eólica e biomassa, com recurso a armazenamento, através de baterias.

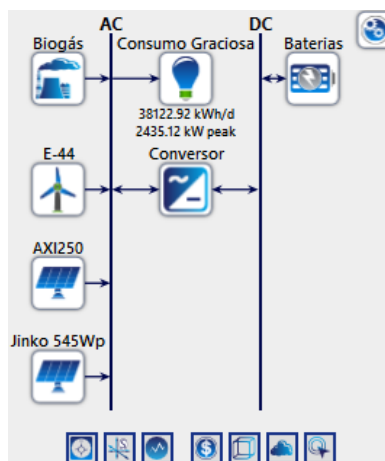


Figura 59 - Arquitetura do sistema electroprodutor solar+eólico+baterias+biomassa, Homer Pro

Resultados ilha Graciosa: Caso 100% Energia Renovável com Solar, Eólico e Biomassa, com armazenamento a baterias:

A simulação vencedora, obteve um valor NPC de 85 492 072,05 €, com um COE de 0,3074 €/kWh.

A produção solar fotovoltaica obtida no Homer Pro é de 9,56 GWh/ano, sendo 1,34 GWh/ano referente à central fotovoltaica já existente com uma potência instalada de 1 MW e 8,22 GWh/ano referente à central solar fotovoltaica necessária construir de 6,34 MW de potência instalada. Tal como no caso de estudo do subcapítulo 5.2 e 5.3, também neste caso se recorreu ao *software* PVSyst, realizando-se uma simulação à central solar fotovoltaica, necessária construir de 6,34 MW com os módulos da Jinko.

Considerou-se uma potência DC de 6,34 MWp, potência AC de 5,72 MW, o que resulta num rácio de 1,108. Na simulação foram considerados 11 628 módulos da Jinko de 545 Wp, modelo JKM545M-72HL4-V e 52 inversores DC/AC da Sungrow, modelo SG110-CX de 110 kW. A produção estimada no PVSyst, contemplando plano fixo, inclinação a 30°, azimute de 0° e todas as perdas, inclusive as perdas de sombreamento através do desenho 3D foi de 8,56 GWh/ano, o que é cerca de 0,34 GWh/ano superior ao resultado obtido através do Homer Pro. Visto neste caso de estudo, também estarmos a falar de uma central solar fotovoltaica no solo de grande dimensão, é importante realçar que a área necessária para a sua implantação é de cerca 60 mil m², sendo necessário a aquisição de terrenos junto à central solar fotovoltaica existente de 1 MW/central de baterias, quer seja através de compra ou aluguer.

Na **Figura 60**, pode-se ver o desenho 3D de uma possível implantação dos 6,34 MWp de potência DC instalada. Os 11 628 módulos da Jinko de 545 Wp, foram posicionados em mesas com 2 módulos na posição vertical e com um distanciamento entre fileiras de 10 metros, de forma a minimizar o sombreamento.



Figura 60 - Implantação PVSyst, 6,34 MWp

A produção eólica obtida no Homer Pro é de 33,91 GWh/ano provenientes de 13 aerogeradores ENERCON E-44, que perfazem uma potência instalada total de 11,70 MW. Na ilha Graciosa já se encontram instalados 5 aerogeradores, como tal, é necessário instalar mais 8 aerogeradores E-44.

Na central de armazenamento a baterias, o resultado da simulação apresenta um sistema de armazenamento com uma capacidade nominal de 18 MWh, que permite uma autonomia de 7,93 horas, com um mínimo de SOC de 30% definido pelo utilizador, de forma a garantir a segurança da rede.

A central de biomassa produz 0,67 GWh/ano, através do consumo de 2 041 toneladas de biomassa por ano, que equivalem a 2,18 GWh/ano, representando assim uma eficiência de 30,9% para o sistema.

Através da **Tabela 18**, é possível verificar que o total de energia anual produzida pela central solar fotovoltaica, central eólica e central de biomassa é de 44,15 GWh, em que a central solar fotovoltaica representa 21,66% da energia produzida, a central eólica 76,82% e a central de biomassa 1,52%. Constata-se também que existe um excesso de produção de energia muito elevado, 29,78 GWh/ano, que representam 67,50% de toda a energia possível de produzir pelo sistema híbrido. Tal facto, deve-se à grande intermitência das energias

renováveis solar fotovoltaica e eólica, que mesmo com um sistema de armazenamento de 18 MWh, é “desperdiçada” mais energia elétrica do que a que realmente é consumida pela ilha. Este excesso de energia elétrica não pode ser reduzido através da diminuição da potência de produção instalada, porque isso pode fazer com que a confiabilidade do fornecimento de energia seja posto em causa.

Tabela 18 - Resumo resultados Homer Pro, caso solar+eólico+baterias+biomassa

Resultados económicos no Homer Pro	
NPC (€)	85 492 072,05
COE (€/kWh)	0,3074
Dimensionamento de cada central no Homer Pro	
Central Solar Fotovoltaica (MW)	7,34
Central Eólica (MW)	11,70
Central de Biomassa (MW)	1,50
Central de Armazenamento a baterias (MWh)	18,00
Consumo e Produção Anual no Homer Pro	
Consumo da Ilha (GWh)	13,91
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	9,56
Energia Solar Fotovoltaica (%)	21,66
Energia Eólica (GWh)	33,91
Energia Eólica (%)	76,82
Energia Biomassa (GWh)	0,67
Energia Biomassa (%)	1,52
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	2,33
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	2,10
Eficiência das Baterias (%)	90,00
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailment</i> (GWh)	29,78
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailment</i> (%)	67,50

Na **Tabela 19**, pode-se visualizar os custos de CAPEX e O&M, que foram considerados nesta simulação e que resultam no valor de NPC de 85 492 072,05 €.

Verifica-se que o custo de CAPEX da central de baterias continua muito elevado, embora tenha reduzido, face ao caso de estudo do subcapítulo 5.3, perfazendo 60,35 % do valor total do CAPEX do projeto híbrido.

Tabela 19 - Custos de CAPEX e O&M do sistema híbrido solar+eólico+baterias+biomassa, Homer Pro

Tecnologia	CAPEX (€)	O&M (20 anos) (€)	Combustível (€)	Total (€)
Central Solar Fotovoltaica	8 382 711,98	1 348 542,40	0	9 731 254,38
Central Eólica	14 433 657,52	9 141 600,00	0	23 575 257,52
Central de Biomassa	5 040 000,00	795 000,00	1 428 434,40	7 263 434,40
Central de Baterias	41 572 140,00	2 520 000,00	0	44 092 140,00
Conversor DC/AC	829 985,75	Incluído na central de baterias	0	829 985,75
Total:	70 258 495,25	13 805 142,40	1 428 434,40	85 492 072,05

5.5. ILHA GRACIOSA: CONSTRUÇÃO DE UMA CENTRAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE

Este caso de estudo, tem como objetivo manter a capacidade nominal da central de baterias existente atualmente na ilha Graciosa e aumentar o desempenho do sistema aproveitando os cerca de 5,86 GWh/ano, 24,54 GWh/ano e 29,78 GWh/ano, obtidos nos casos de estudo nos subcapítulos 5.2, 5.3 e 5.4 respetivamente, de energia renovável não produzida, ou seja, desperdiçados devido a *curtailment*, tornando-se assim, outra tecnologia de armazenamento de energia e consequentemente outra forma de aumentar a penetração das FER.

A construção da central de produção de hidrogénio verde, poderá ser conjugada com a construção de uma central de dessalinização, já que para poder ser feita a eletrólise da água do mar para produzir H₂ verde, terá de ser efetuado anteriormente a purificação da água para remover os sais e minerais, de forma a não haver depósito de sais nos elétrodos e/ou na membrana, degradação dos materiais, elevado consumo de energia, baixa eficiência, etc. Esta abordagem, embora não aumente a penetração de FER na ilha, tem potencial para uma utilização mais eficaz dos recursos disponíveis e poderá resolver a escassez de água potável da ilha. A Graciosa é a ilha com maior carência de água potável do Arquipélago dos Açores [106] e conforme descrito em [107] [108] e mais recentemente em [109], a falta de água potável é um problema grave e secular da Graciosa e a construção de uma central de dessalinização, poderá ser a última e única opção. A ilha Graciosa não possui nascentes de água doce, a água é proveniente de furos artesianos (nos quais já começa a aparecer sal), grandes reservatórios construídos no final do século XIX e de tanques de recolha da água da chuva junto às casas e espalhados pela ilha. Na **Figura 61**, pode-se ver alguns desses tanques de recolha de água das chuvas, junto à central eólica da Graciólíca.



Figura 61 - Tanques de recolha de água da chuva, junto à central eólica da Graciólíca

Neste subcapítulo, será feito um caso de estudo para a adição de uma central de produção de hidrogénio verde, com o objetivo de diminuir a energia desperdiçada devido a *curtailment* e consequentemente, diminuir os custos de NPC e COE dos casos de estudo dos subcapítulos anteriores 5.3 e 5.4. Manter-se-ão todos os parâmetros introduzidos no Homer Pro do subcapítulo 5.3, referentes à central solar e eólica, sendo que o Homer Pro voltará a fazer o dimensionamento de cada central de forma automática através da ferramenta “HOMER Optimizer™”, por forma a encontrar a melhor solução técnico-económica, com a inclusão da central de hidrogénio verde. Devido ao custo elevado da central de baterias obtido nos casos de estudo dos subcapítulos 5.3 e 5.4, decidiu-se manter as 3 unidades do modelo genérico de baterias de iões de lítio de 1 MWh cada, através da ferramenta “Search Space”. Desta forma, a simulação no Homer Pro, irá assumir que a central de armazenamento a baterias existente atualmente no sistema híbrido da Gracióllica, não sofrerá alterações.

O módulo de hidrogénio do Homer Pro, permite modelar sistemas que produzem, armazenam e consomem hidrogénio. Visto a ilha Graciosa não possuir cargas que consomem hidrogénio, apenas se utilizará os componentes que permitam simular a produção e armazenamento de hidrogénio, nomeadamente o eletrolisador e o tanque de armazenamento de hidrogénio, respetivamente. Para tornar o hidrogénio 100% verde, a energia necessária para a eletrolisação será proveniente da central solar fotovoltaica e central eólica, em que, quando a produção ultrapassar a carga da ilha e o sistema de armazenamento estiver carregado, a energia excedente é encaminhada para o eletrolisador. Por sua vez, o hidrogénio produzido através da eletrolisação é armazenado em tanques, que servirão como fonte de energia para alimentar a célula de combustível. O armazenamento será na sua forma gasosa, pelo que devido à baixa densidade volumétrica extremamente baixa do hidrogénio, este deve ser comprimido dentro do(s) tanque(s).

Para a simulação da central de hidrogénio verde foi necessário introduzir os componentes “Hydrogen Tank”, “Electrolyzer” e “Generator”.

Para o componente “Hydrogen Tank”, existente no *software*, foi apenas necessário definir a sua vida útil, custos de CAPEX e O&M e se este se encontrava vazio ou cheio no início de operação da central. Foi definido que o tanque se encontrava vazio. Para o Homer Pro fazer o dimensionamento do tamanho do tanque, foi necessário introduzir vários valores de capacidade de armazenamento, em kg, para que o *software* fizesse a otimização do tamanho mais adequado dentro dos valores inseridos.

Para o componente “Electrolyzer”, também existente no *software*, foi necessário definir a sua vida útil, custos de CAPEX e O&M, eficiência e rácio mínimo de carga. Para o Homer Pro fazer o dimensionamento, também foi necessário introduzir vários valores para a potência do eletrolisador, de forma que o Homer Pro encontrasse a potência mais adequada aquando da simulação.

O Homer Pro não possui um modelo pré-definido de célula de combustível, no entanto, é possível fazer a simulação através de um gerador térmico DC (componente “Generator”), com a especificação de que a alimentação é realizada através de hidrogénio armazenado [98]. Ao contrário dos geradores térmicos alimentados a gasóleo, não existe na biblioteca do Homer Pro um gerador térmico alimentado a hidrogénio armazenado, que permita o dimensionamento automático da capacidade do gerador aquando da simulação. Como tal, foi necessário criar na biblioteca vários geradores térmicos alimentados a hidrogénio armazenado, com potências distintas, de forma a poder simular várias capacidades para a célula de combustível a implementar na central de hidrogénio verde.

Para a caracterização deste equipamento, foi necessário definir a sua vida útil, custos de CAPEX e O&M, eficiência, rácio mínimo de carga, rácio mínimo de calor e tempo de funcionamento mínimo. Nas opções avançadas do componente, definiu-se que o combustível é o hidrogénio armazenado e fez-se o ajuste das curvas de combustível e rendimento, como se pode ver na **Figura 62**, de forma a condizerem com um modelo típico de célula de combustível [110].

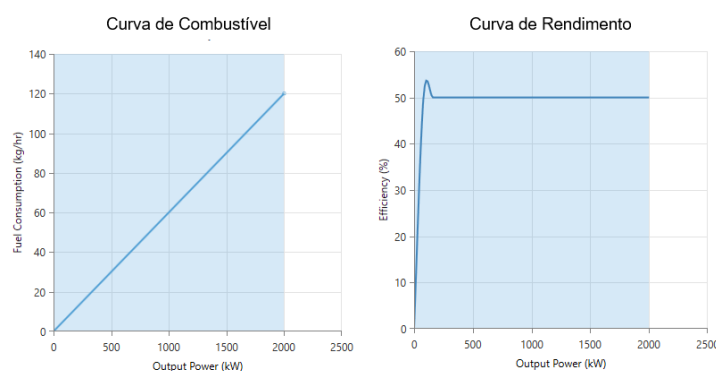


Figura 62 - Curva de combustível e rendimento definida para a célula de combustível

Na **Figura 63**, pode-se ver a arquitetura do sistema electroprodutor isolado com energia solar fotovoltaica, eólica, baterias de lítio e o sistema de hidrogénio, composto pelo tanque de armazenamento, eletrolisador e célula de combustível simulada através de um gerador térmico DC.

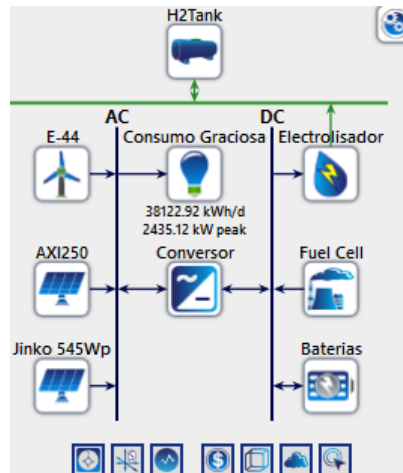


Figura 63 - Arquitetura do sistema eletroprodutor solar+eólico+baterias+H₂ verde, Homer Pro

Para obter os custos e auxiliar no dimensionamento dos equipamentos necessários para a construção da central de hidrogénio verde, recorreu-se à ferramenta *online* HyJack [111]. Esta ferramenta permite desenhar um esquema simplificado do sistema a instalar, definindo os equipamentos que são necessários para construir a central de hidrogénio verde, assim como as suas características, permitindo desta forma obter o preço de aquisição de cada equipamento. Na **Figura 64**, pode-se ver o esquema simplificado da central de hidrogénio verde a construir neste caso de estudo, obtido através da ferramenta *online* HyJack.



Figura 64 - Esquema simplificado da central de hidrogénio, obtido através do HyJack [111]

O dimensionamento da central de hidrogénio verde foi realizado através do *software* Homer Pro, com o auxílio da ferramenta *online* HyJack. O custo unitário de cada equipamento foi obtido através da ferramenta *online* HyJack. A **Figura 64** mostra as potências e custos dos equipamentos da simulação vencedora, obtida através do Homer Pro, que se irá analisar mais à frente neste subcapítulo. Como o Homer Pro, não possui os componentes compressor e unidade de tratamento de água, os custos destes 2 equipamentos foram considerados no Homer Pro no componente eletrolisador.

É de salientar a importância da ferramenta *online* HyJack, pois a partir desta é possível obter informação bastante relevante das características dos equipamentos e funcionamento da própria central de hidrogénio verde, que não são obtidos através do Homer Pro, nomeadamente:

- Célula de combustível: para a potência nominal de 2 000 kW, é necessário um fluxo nominal de hidrogénio de 1 333,33 Nm³/h e um consumo médio de 2 877 Kg H₂/dia de hidrogénio, o que resulta numa produção média de eletricidade de 48 000 KWh/dia, considerando uma eficiência de 50%. Custo: 1 429,98 €/kW.
- Tanque de hidrogénio: para um tanque com uma capacidade para albergar 15 000 kg de hidrogénio, é necessário um volume de 1 009,75 m³. A pressão do tanque foi definida entre 1 e 200 bar. Custo: 562,12 €/kg.
- Compressor: para um fluxo de hidrogénio de 1 333,33 Nm³/h, é necessário um compressor com uma potência nominal de 583,52 kW. A pressão do compressor foi definida entre 1 e 200 bar. Custo: 1 459,29 €/kW.
- Eletrolisador: para a potência nominal de 6 000 kW, são necessários 824 litros de água por hora e um consumo de eletricidade de 144 000 KWh/dia. Considerou-se uma eficiência de 60% [112], considerando que o eletrolisador é do tipo com membrana de troca de protões (PEM). Custo: 1 061,65 €/kW.
- Sistema de tratamento da água: o HyJack permite seleccionar a origem da água, sendo que no caso de estudo se considerou água do mar. Para alimentar o eletrolisador com os 824 litros de água por hora, é necessário extrair do mar 1 308 litros de água por hora. Este valor de extração da água do mar, é um pouco superior quando comparada com água doce extraída de um rio/lago (970 L/h) ou água doce subterrânea (1 030 L/h).

Resultados ilha Graciosa: Caso 100% Energia Renovável com Solar, Eólico, armazenamento com baterias e hidrogénio verde:

A simulação vencedora, obteve um valor NPC de 60 657 462,51 €, com um COE de 0,2181 €/kWh.

A produção solar fotovoltaica obtida no Homer Pro é de 12,48 GWh/ano, sendo 1,34 GWh/ano referente à central fotovoltaica já existente com uma potência instalada de 1 MW e 11,14 GWh/ano referente à central solar fotovoltaica necessária construir de 8,59 MW de

potência instalada. Tal como nos casos de estudo dos subcapítulos 5.2, 5.3 e 5.4, também neste caso se recorreu ao *software* PVSyst, realizando-se uma simulação à central solar fotovoltaica, necessária construir de 8,59 MW com os módulos da Jinko.

Considerou-se uma potência DC de 8,59 MWp, potência AC de 7,81 MW, o que resulta num rácio de 1,101. Na simulação foram considerados 15 776 módulos da Jinko de 545 Wp, modelo JKM545M-72HL4-V e 71 inversores DC/AC da Sungrow, modelo SG110-CX de 110 kW. A produção estimada no PVSyst, contemplando plano fixo, inclinação a 30°, azimute de 0° e todas as perdas, inclusive as perdas de sombreamento através do desenho 3D, foi de 11,61 GWh/ano, o que é cerca de 0,47 GWh/ano superior ao resultado obtido através do Homer Pro. Visto neste caso de estudo, também estarmos a falar de uma central solar fotovoltaica no solo de grande dimensão, é importante realçar que a área necessária para a sua implantação é de cerca 90 mil m², sendo necessário a aquisição de terrenos junto à central solar fotovoltaica existente de 1 MW/central de baterias, quer seja através de compra ou aluguer.

Na **Figura 65**, pode-se ver o desenho 3D de uma possível implantação dos 8,59 MWp de potência DC instalada. Os 15 776 módulos da Jinko de 545 Wp, foram posicionados em mesas com 2 módulos na posição vertical e com um distanciamento entre fileiras de 10 metros, de forma a minimizar o sombreamento.



Figura 65 - Implantação PVSyst, 8,59 MWp

A produção eólica obtida no Homer Pro é de 18,26 GWh/ano provenientes de 7 aerogeradores ENERCON E-44, que perfazem uma potência instalada total de 6,30 MW. Na ilha Graciosa já se encontram instalados 5 aerogeradores, como tal, é apenas necessário instalar mais dois aerogeradores E-44.

A central de armazenamento a baterias, manteve a capacidade nominal de 3 MWh, que permite uma autonomia de 1,32 horas, com um mínimo de SOC de 30% definido pelo utilizador, de forma a garantir a segurança da rede.

A central de hidrogénio verde, deverá ser constituída por um eletrolisador com uma potência de 6 000 kW, tendo sido definido no Homer Pro que este possui uma eficiência de 60% [112]. O eletrolisador tem uma produção anual de 163 706 kg de H₂, com um consumo específico de energia elétrica de 65,7 kWh por cada kg de H₂, tendo a capacidade de produzir em média 18,7 kg de H₂, por hora e no máximo 74,8 kg de H₂, por hora. O eletrolisador, assume-se como uma carga elétrica, consumindo cerca de 10,76 GWh/ano. O tanque de hidrogénio, de 15 000 kg, tem uma capacidade de armazenamento de energia de 500 000 kWh, traduzindo-se numa autonomia de 315 horas. A célula de combustível, simulada no Homer Pro através de um gerador térmico DC, devidamente configurado e com uma eficiência de 50%, consegue alimentar a ilha com 2,48 GWh/ano, tendo um consumo de 148 706 kg de H₂/ano.

Através da **Tabela 20**, é possível verificar a potência instalada de cada central, assim como o total de energia produzida por cada central. É possível constatar que a construção de uma central de hidrogénio verde pode diminuir os custos de NPC e COE e da mesma forma diminuir a energia desperdiçada devido a *curtailment*. Neste caso de estudo, considerando que a central termoelétrica da ilha Graciosa está desativada e que a capacidade de armazenamento a baterias existente atualmente se mantém, apenas existe um excesso de produção 7,72 GWh/ano, que representa 23,23% do total de energia possível de produzir pelo sistema híbrido. Este excesso de energia é bastante inferior ao caso de estudo do subcapítulo 5.3 (24,54 GWh/ano e 62,70%) e do subcapítulo 5.4 (29,78 GWh/ano e 67,50%).

Na **Tabela 20**, pode-se ver um resumo dos resultados obtidos da simulação vencedora que obteve um menor NPC.

Tabela 20 - Resumo resultados Homer Pro, caso solar+ eólico+baterias+H₂

Resultados económicos no Homer Pro	
NPC (€)	60 657 463,21
COE (€/kWh)	0,2181
Dimensionamento de cada central no Homer Pro	
Central Solar Fotovoltaica (MW)	9,59
Central Eólica (MW)	6,30
Central de Hidrogénio Verde – Célula de Combustível (MW)	2,00
Central de Hidrogénio Verde – Eletrolisador (MW)	6,00

Central de Hidrogénio Verde – Tanque H ₂ (kg)	15 000
Central de Armazenamento a baterias (MWh)	3,00
Consumo e Produção Anual no Homer Pro	
Consumo da Ilha (GWh)	13,91
Consumo do Eletrolisador (GWh)	10,76
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	12,48
Energia Solar Fotovoltaica (%)	37,56
Energia Eólica (GWh)	18,26
Energia Eólica (%)	54,95
Energia Hidrogénio Verde – Célula de Combustível (GWh)	2,48
Energia Hidrogénio Verde – Célula de Combustível (%)	7,49
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	0,72
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	0,65
Eficiência das Baterias (%)	90,28
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (GWh)	7,72
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtailement</i> (%)	23,23

Na **Tabela 21**, pode-se visualizar os custos de CAPEX e O&M, que foram considerados nesta simulação e que resultam no valor de NPC de 60 677 628,61 €.

Os custos de CAPEX e O&M para a central solar fotovoltaica, central eólica e central de baterias foram mantidos os mesmos (valor unitário) dos casos de estudo anteriores. Os custos de CAPEX para a central de hidrogénio verde, foram obtidos através da ferramenta *online* HyJack, sendo que os custos de O&M foram obtidos através de um rácio percentual por componente do custo do CAPEX, nomeadamente 4% do valor para o conjunto eletrolisador + compressor + unidade de tratamento de água, 4% para a célula de combustível e 1% para o tanque de hidrogénio.

Tabela 21 - Custos de CAPEX e O&M do sistema híbrido solar+eólico+baterias+H₂, Homer Pro

Tecnologia	CAPEX (€)	O&M (20 anos) (€)	Total (€)
Central Solar Fotovoltaica	10 632 480,44	1 798 496,00	12 430 976,40
Central Eólica	7 771 969,44	4 922 400,00	12 694 369,40
Central de Hidrogénio Verde	18 618 027,00	8 090 472,60	26 708 499,60
Central de Baterias	6 928 691,00	420 000	7 348 691,00
Conversor DC/AC	1 474 926,03	*	1 474 926,03
Total:	45 426 093,91	15 231 368,60	60 657 462,51

*Valor de O&M do conversor DC/AC, incluído no valor de O&M da central de baterias e central de Hidrogénio verde.

5.6. ILHA GRACIOSA: CASO SOLAR, EÓLICO, BATERIAS, BIOMASSA E HIDROGÉNIO VERDE

Este caso de estudo, incorpora todas as tecnologias de produção e armazenamento de energia renovável estudadas nos casos de estudo anteriores, nomeadamente a energia solar fotovoltaica, eólica, biomassa, baterias de lítio e hidrogénio verde. Tem como objetivo, devido ao elevado *mix* energético, garantir uma maior segurança no sistema electroprodutor da ilha Graciosa, assim como diminuir os custos de NPC e COE, tornando o projeto viável e desta forma tornar a ilha Graciosa 100% renovável, com a desativação da central termoelétrica que utiliza a queima de combustíveis fósseis.

Para a realização da simulação, manter-se-ão todos os parâmetros introduzidos no *software* Homer Pro dos subcapítulos 5.3, 5.4 e 5.5, sendo que o Homer Pro voltará a fazer o dimensionamento de cada central de forma automática através da ferramenta “HOMER Optimizer™” ou da ferramenta “Search Space” com valores introduzidos manualmente.

Os valores unitários de CAPEX e de O&M, também manter-se-ão os mesmos que foram utilizados nos casos de estudo anteriores, de forma a tornar o caso de estudo comparável com os anteriores.

Foram inseridos no Homer Pro os componentes do sistema, conforme de pode ver na **Figura 66**, da nova arquitetura do sistema, formado pela carga da ilha e com as tecnologias solar fotovoltaica, eólica, baterias de lítio, biomassa e o sistema de hidrogénio, composto pelo tanque de armazenamento, eletrolisador e célula de combustível simulada através de um gerador térmico DC.

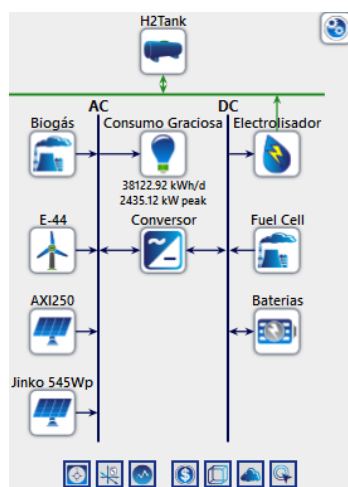


Figura 66 - Arquitetura do sistema electroprodutor solar+eólico+baterias+biomassa+H₂, Homer Pro

Resultados ilha Graciosa: Caso 100% Energia Renovável com Solar, Eólico, biomassa, armazenamento com baterias e hidrogénio verde:

A simulação no Homer Pro, devido à quantidade de componentes e dimensão dos espaços de pesquisas, provoca o aumento do número de soluções a simular, tornando a simulação morosa, levando cerca de 1 dia para ser concluída.

A simulação vencedora obteve um NPC de 47 136 045,07 € e um COE de 0,1695 €/kWh, tornando-se assim a solução mais económica de todos os casos de estudo. No entanto, a simulação vencedora não considerou a utilização das baterias de lítio. O resultado obtido, foi constituído por:

- Central solar fotovoltaica: 6,24 MW
- Central solar eólica: 8,10 MW
- Gerador da biomassa: 2,00 MW
- Célula de combustível: 2,00 MW
- Eletrolisador: 3,00 MW
- Tanque de hidrogénio: 3 000 kg
- Conversor DC/AC: 3,05 MW

Como o sistema híbrido atual da ilha Graciosa, já tem instalada a central de armazenamento a baterias de lítio, e tal como no subcapítulo 5.5, decidiu-se manter no Homer Pro, as 3 unidades do modelo genérico de baterias de iões de lítio de 1 MWh cada, através da ferramenta “Search Space”, obrigando desta forma o *software* a contemplar esta solução na simulação.

Desta forma, a simulação vencedora obteve um NPC de 51 041 020,70 € e um COE de 0,1835 €/kWh. Na **Tabela 22**, pode-se ver um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 22 - Resumo resultados Homer Pro, caso solar+eólico+biomassa+baterias+H₂

Resultados económicos no Homer Pro	
NPC (€)	51 041 020,70
COE (€/kWh)	0,1835
Dimensionamento de cada central no Homer Pro	
Central Solar Fotovoltaica (MW)	6,73
Central Eólica (MW)	6,30
Central de Biomassa (MW)	2,00
Central de Hidrogénio Verde – Célula de Combustível (MW)	2,00
Central de Hidrogénio Verde – Eletrolisador (MW)	3,00

Central de Hidrogénio Verde – Tanque H ₂ (kg)	3000
Central de Armazenamento a baterias (MWh)	3,00
Consumo e Produção Anual no Homer Pro	
Consumo da Ilha (GWh)	13,91
Consumo do Eletrolisador (GWh)	8,10
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	8,76
Energia Solar Fotovoltaica (%)	29,62
Energia Eólica (GWh)	18,26
Energia Eólica (%)	61,73
Energia Biomassa (GWh)	0,56
Energia Biomassa (%)	1,89
Energia Hidrogénio Verde – Célula de Combustível (GWh)	2,00
Energia Hidrogénio Verde – Célula de Combustível (%)	6,76
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	0,76
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	0,68
Eficiência das Baterias (%)	90,00
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtaiment</i> (GWh)	6,91
Energia renovável não produzida, devido a <i>Curtaiment</i> (%)	23,30

Na **Tabela 23**, pode-se visualizar os custos de CAPEX e O&M, que foram considerados nesta simulação e que resultam no valor de NPC de 51 041 020,70 €.

Tabela 23 - Custos de CAPEX e O&M do sistema híbrido solar+eólico+biomassa+baterias+H₂, Homer Pro

Tecnologia	CAPEX (€)	O&M (20 anos) (€)	Combustível (€)	Total (€)
Central Solar Fotovoltaica	7 767 262,69	1 225 452,60	0	8 992 715,29
Central Eólica	7 771 969,44	4 922 400,00	0	12 694 369,40
Central de Biomassa	6 720 000,00	1 172 000,00	1 241 564,00	9 133 564,00
Central de Hidrogénio Verde	8 209 431,90	3 728 881,80	0	11 938 313,70
Central de Baterias	6 928 691,00	420 000	0	7 348 691,00
Conversor DC/AC	933 367,27	*	0	933 367,27
Total:	38 330 722,30	11 468 734,40	1 241 564,00	51 041 020,70

*Valor de O&M do conversor DC/AC, incluído no valor de O&M da central de baterias e central de Hidrogénio verde.

Com este caso de estudo, conseguiu-se diminuir o custo de NPC e COE e reduzir a produção de energia renovável necessária para alimentar a ilha, que consequentemente leva a uma diminuição da energia renovável não produzida, devido a *curtailment* para os 6,91 GWh. Comprova-se assim, que com o *mix* de tecnologias renováveis, é possível tornar o projeto mais interessante tanto do ponto de vista económico como técnico.

5.7. ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS

Finalizados todos os casos de estudo, urge uma necessidade de análise e comparação de resultados entre eles. A **Tabela 24**, apresenta um resumo de todos os casos de estudo, para uma mais fácil análise. As tecnologias estudadas em cada caso de estudo, foram:

- Subcapítulo 5.2: Solar FV + Eólico + baterias + gasóleo;
- Subcapítulo 5.3: Solar FV + Eólico + baterias;
- Subcapítulo 5.4: Solar FV + Eólico + baterias + biomassa;
- Subcapítulo 5.5: Solar FV + Eólico + baterias + H₂;
- Subcapítulo 5.6: Solar FV + Eólico + baterias + biomassa + H₂.

Tabela 24 - Resumo dos casos de estudo, no Homer Pro

Casos de Estudo:	Subc. 5.2	Subc. 5.3	Subc. 5.4	Subc. 5.5	Subc. 5.6
	Resultados económicos no Homer Pro				
NPC (€)	50 072 865	112 696 860	85 492 072	60 657 463	51 041 021
COE (€/kWh)	0,180	0,405	0,307	0,218	0,184
Dimensionamento de cada central no Homer Pro					
Central Termoelétrica (MW)	4,65	0	0	0	0
Central Solar Fotovoltaica (MW)	1,00	18,07	7,34	9,59	6,73
Central Eólica (MW)	4,50	5,40	11,70	6,30	6,30
Central de Biomassa (MW)	0	0	1,50	0	2,00
Central de H ₂ – Célula de Combustível (MW)	0	0	0	2,00	2,00
Central de H ₂ – Eletrolisador (MW)	0	0	0	6,00	3,00
Central de Hidrogénio Verde – Tanque H ₂ (kg)	0	0	0	15 000	3 000
Central de Armazenamento a baterias (MWh)	3,00	32,00	18,00	3,00	3,00
Consumo e Produção Anual no Homer Pro					
Consumo da Ilha (GWh)	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91
Consumo do Eletrolisador (GWh)	0	0	0	10,76	8,10
Energia Solar Fotovoltaica (GWh)	1,31	23,48	9,56	12,48	8,76
Energia Solar Fotovoltaica (%)	6,85	60,00	21,66	37,56	29,62
Energia Eólica (GWh)	13,04	15,65	33,91	18,26	18,26
Energia Eólica (%)	68,10	40,00	76,82	54,95	61,73
Energia Biomassa (GWh)	0	0	0,67	0	0,56
Energia Biomassa (%)	0	0	1,52	0	1,89
Energia H ₂ – Célula de Combustível (GWh)	0	0	0	2,48	2,00
Energia H ₂ – Célula de Combustível (%)	0	0	0	7,49	6,76
Energia armazenada nas Baterias (GWh)	1,29	3,50	2,33	0,72	0,76
Energia descarregada pelas Baterias (GWh)	1,16	3,15	2,10	0,65	0,68
Eficiência das Baterias (%)	90,00	80,00	90,00	90,28	90,00
Curtailement (GWh)	4,98	24,54	29,78	7,72	6,91
Curtailement (%)	34,70	62,70	67,50	23,23	23,30

O primeiro caso de estudo (subcapítulo 5.2) realizado foi sobre o sistema electroprodutor que atualmente se encontra instalado na ilha Graciosa. De todos os casos de estudo, este é o único em que existe produção de energia elétrica através de combustíveis fósseis. Este caso de estudo, teve como objetivo comparar os resultados obtidos no Homer Pro e PVSyst, com os dados reais disponibilizados no GEMS/SREA, por forma a comprovar a veracidade das posteriores simulações de expansão ao sistema híbrido. Constatou-se que os valores obtidos através do *software* Homer Pro são bastante próximos aos obtidos no

GEMS/SREA (**Tabela 13**), sendo que o Homer Pro, obteve uma penetração renovável de 65,55% e a média dos últimos 3 anos no GEMS/SREA é de 59,46%. Mesmo com a central termoelétrica a gásóleo da Graciosa, existe uma potência instalada de energia renovável bastante superior ao consumo da ilha, totalizando 5,50 MW, que se traduz num excesso de produção de energia renovável anual de 4,98 GWh, o que face ao consumo anual da ilha de 13,91 GWh, é bastante significativo. De todos os casos de estudo, a simulação no Homer Pro do sistema electroprodutor atual da ilha Graciosa foi o que apresentou o valor de NPC (50 072 864,94 €) e COE (0,180 €/kWh) mais baixo, apesar que a primeira simulação vencedora obtida no caso de estudo do subcapítulo 5.6, conseguiu obter valores de NPC (47 136 045,07 €) e COE (0,1695 €/kWh) inferiores, no entanto, não considerou a central de baterias existente e por isso foi descartada.

O segundo caso de estudo (subcapítulo 5.3), procurou fazer uma expansão do sistema híbrido da Graciólica, desativando a central termoelétrica e alimentar a ilha exclusivamente com as tecnologias já existentes, nomeadamente solar fotovoltaico, eólico e armazenamento com baterias de lítio. Constatou-se que a remoção de uma fonte de energia que garante a segurança do sistema, como a central termoelétrica, obriga a um sobredimensionamento do sistema de armazenamento da central de baterias, passando dos atuais 3,2 MWh, para uns incríveis 32 MWh, de forma a colmatar a intermitência das duas tecnologias renováveis. A central solar fotovoltaica existente de 1 MW, teria de ter um aumento de potência para 18,07 MW e a central eólica dos 4,5 MW, para os 5,40 MW (mais um aerogerador E-44). Tendo em conta que o consumo médio da ilha se encontra entre 1,5 MW e 1,6 MW, com um pico máximo de 2,4 MW, uma potência instalada de produção renovável de 23,47 MW é extremamente alta. Esta situação leva a que haja 24,54 GWh/ano (62,70%) de energia desperdiçada devido a *curtailment*, tornando-se a segunda maior percentagem dos 5 casos de estudo. Como resultado, é o caso de estudo que possui o maior custo NPC (112 696 860 €) e COE (0,405 €/kWh), tornando o sistema inviável.

Há procura de uma solução, partiu-se para o terceiro caso de estudo (subcapítulo 5.4), que integra, para além do solar fotovoltaico, eólico e baterias de lítio, uma central de biomassa, de forma a garantir uma reserva de capacidade, caso não haja produção solar ou eólica, ou esta não seja suficiente para alimentar a carga. Neste caso e estudo, também é feita a desativação da central termoelétrica a gásóleo, sendo o sistema híbrido composto pela tecnologia solar fotovoltaica (7,34 MW), eólica (11,70 MW), armazenamento através de

baterias (18 MW) e agora também pela tecnologia da biomassa (1,5 MW). A construção de uma central de biomassa, apresenta uma diminuição da potência instalada total, face ao estudo do subcapítulo 5.3, de 23,47 MW para 20,54 MW, perfazendo uma diferença de 2,93 MW. Mas o mais relevante é a redução de 14 MWh da capacidade das baterias de lítio, que passou de 32 MWh para 18 MWh. Esta diferença, faz com que o custo do sistema diminua 27 204 788 €, obtendo um NPC de 85 492 072 € e um COE de 0,307 €/kWh. No entanto, este caso de estudo, foi o que obteve um valor de produção de energia renovável anual mais alto, 44,14 GWh, que face ao consumo médio anual da ilha de 13,91 GWh, faz com que seja o caso de estudo com mais energia desperdiçada devido a *curtailment*, com cerca de 29,78 GWh/ano, que representam 67,50% da energia que o sistema é capaz de produzir. A solução da construção de uma central de biomassa de 1,5 MW, embora mais vantajosa que o caso de estudo anterior, não é suficiente para que o projeto seja economicamente viável, pois mantém uma potência instalada de renovável elevada e apesar da capacidade do sistema de armazenamento ter reduzido 44% face ao caso de estudo anterior, continua demasiado elevado, influenciando nos custos de NPC e COE.

Face ao resultado do terceiro caso de estudo, o quarto caso de estudo (subcapítulo 5.5), procurou outra forma de armazenar energia de forma renovável, através da construção de uma central de hidrogénio verde, que em simultâneo, pode também ajudar a ilha Graciosa com o problema de escassez de água potável da ilha, através da dessalinização da água do mar. Para este caso de estudo, para além dos *softwares* PVSyst e Homer Pro, também se utilizou a ferramenta *online* HyJack para definir de forma mais detalhada os equipamentos necessários na central de hidrogénio verde, assim como os seus custos. Feita a simulação no Homer Pro, a melhor solução encontrada obteve um NPC de 60 657 462,51 € e um COE de 0,2181 €/kWh, com 9,59 MW de solar fotovoltaico, 6,30 MW de eólico, 3 MWh de baterias e uma central de hidrogénio verde composta por um eletrolisador de 6 MW, tanque de 15 000 kg e célula de combustível de 2 MW. A simulação no Homer Pro para a construção de uma central de hidrogénio verde, apresenta-se assim como melhor solução técnico-económica, face aos casos de estudo dos subcapítulos 5.3 e 5.4, pois não necessita de tanta potência renovável instalada, nem existe uma produção tão elevada de energia renovável desperdiçada devido a *curtailment*, passando de 24,54 GWh/ano e 29,78 GWh/ano dos casos de estudo dos subcapítulos 5.3 e 5.4, respetivamente, para 7,72 GWh/ano, o que representa 23,23% da energia que o sistema é capaz de produzir.

O caso de estudo do subcapítulo 5.6, é composto por um *mix* de tecnologias, com o intuito de obter um sistema mais equilibrado e com um menor custo. Este sistema híbrido, composto pelas tecnologias solar fotovoltaico (6,73 MW), eólico (6,30 MW), biomassa (2 MW), baterias de lítio (3 MWh) e central de hidrogénio verde composta por um eletrolisador de 3 MW, tanque de 3 000 kg e célula de combustível de 2 MW, conseguiu obter o segundo valor de NPC (51 041 021 €) e COE (0,184 €/kWh) mais baixo, ficando apenas atrás do caso de estudo do subcapítulo 5.2 que é o estudo do caso atual da ilha. Esta diferença é, no entanto, mínima, o que comprova que é possível através da interação de várias tecnologias renováveis, construir um sistema electroprodutor técnico-economicamente viável. Dos 4 casos de estudo (subcapítulos 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6) em que o sistema electroprodutor da ilha é 100% renovável, este foi o caso de estudo que obteve uma menor necessidade de potência renovável instalada, assim como uma menor energia desperdiçada devido a *curtailment*, com cerca de 6,91 GWh/ano.

Na **Figura 67**, pode-se ver os resultados económicos, obtidos no Homer Pro, dos 5 casos de estudo. Desta forma, é bastante perceptível perceber quais as tecnologias e resultados obtidos de NPC e COE de cada caso de estudo.

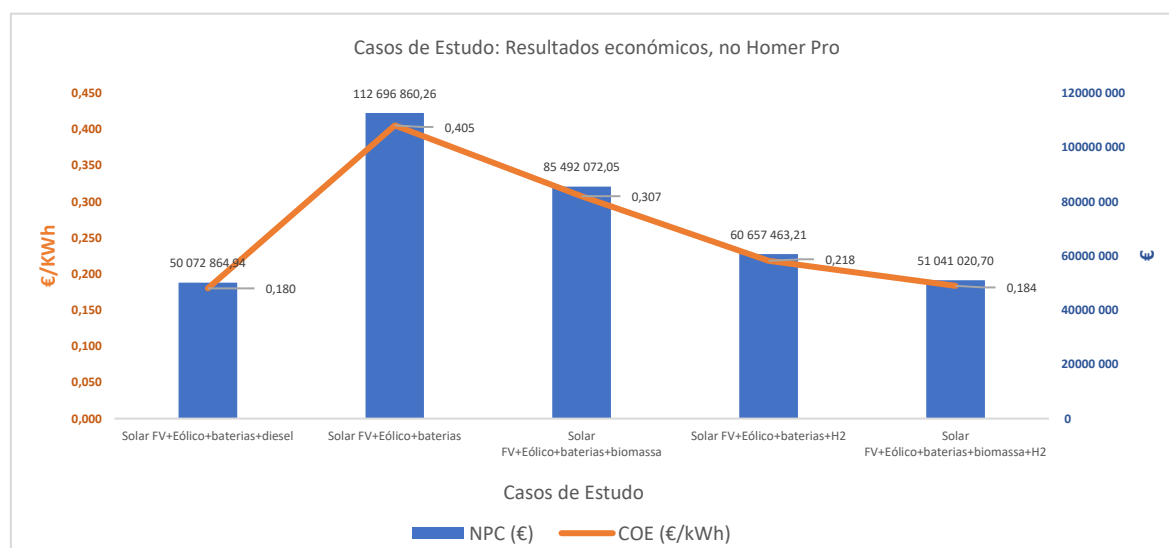


Figura 67 - Casos de Estudo: Resultados económicos, no Homer Pro

O caso de estudo Solar FV + Eólico + baterias, apresenta-se com o NPC e COE mais elevado devido à necessidade de 32 MWh de capacidade instalada do sistema de armazenamento a baterias de lítio, que origina, por si só, um custo de 74 729 499,00 €, que representa 74,36 % do CAPEX.

O caso de estudo Solar FV + Eólico + baterias + biomassa, apresenta-se com o segundo NPC e COE mais elevado, também muito devido ao CAPEX do sistema de baterias de lítio para os 18 MWh de capacidade instalada, ser de 41 572 140,00 €, que representa 60,35% do CAPEX. Embora a central de biomassa tenha uma potência instalada relativamente baixa (1,5 MW), é o suficiente para que o sistema híbrido não necessite de uma capacidade de armazenamento tão elevada, o que faz com que o valor de NPC e COE diminua, face ao caso de estudo FV + Eólico + baterias. Tal facto é devido à central de biomassa não ter uma característica intermitente como a solar e a eólica, dependendo apenas da disponibilidade de biomassa.

O caso de estudo Solar FV + Eólico + baterias + H₂, apresenta-se com o terceiro NPC e COE mais elevado, no entanto, já muito perto dos valores dos dois casos de estudo em que se obteve um NPC e COE mais baixo. A central de hidrogénio verde, consegue armazenar a energia excedente da central solar fotovoltaica e eólica, permitindo uma diminuição da sua potência instalada, assim como uma diminuição da necessidade de armazenar tanta energia na central de armazenamento a baterias, diminuindo assim a capacidade instalada das baterias para 3 MWh. Apesar de se ter definido o eletrolisador com uma eficiência de 60% e a célula de combustível (simulada no *software* Homer Pro através de um gerador DC devidamente configurado) com uma eficiência de 50%, o sistema num todo apresenta uma eficiência inferior a 30%, visto o eletrolisador consumir 10,76 GWh/ano e a célula de combustível fornecer á carga da ilha apenas 2,48 GWh/ano, o que se traduz numa eficiência de 23% para a central de Hidrogénio verde.

O caso de estudo Solar FV + Eólico + baterias + biomassa + H₂, embora não seja o vencedor, está muito perto do caso de estudo vencedor que é o caso de estudo do sistema híbrido existente atualmente na ilha Graciosa, com Solar FV + Eólico + baterias + gasóleo. A diferença de NPC e COE dos dois casos de estudo, é respetivamente 968 155,76 € e 0,004 €/kWh. O caso de estudo Solar FV + Eólico + baterias + biomassa + H₂, possui uma maior diversidade de tecnologias, que permite uma maior segurança do sistema, manifestando-se numa diminuição da potência instalada e redução da necessidade de produzir e armazenar uma elevada quantidade de energia, tornando este o melhor caso de estudo para uma possível implementação na ilha Graciosa de forma a tornar o seu sistema electroprodutor 100 % renovável.

A **Figura 68**, apresenta os custos unitários de cada tecnologia explorada nos casos de estudo, no fim dos 20 anos de vida útil do sistema.

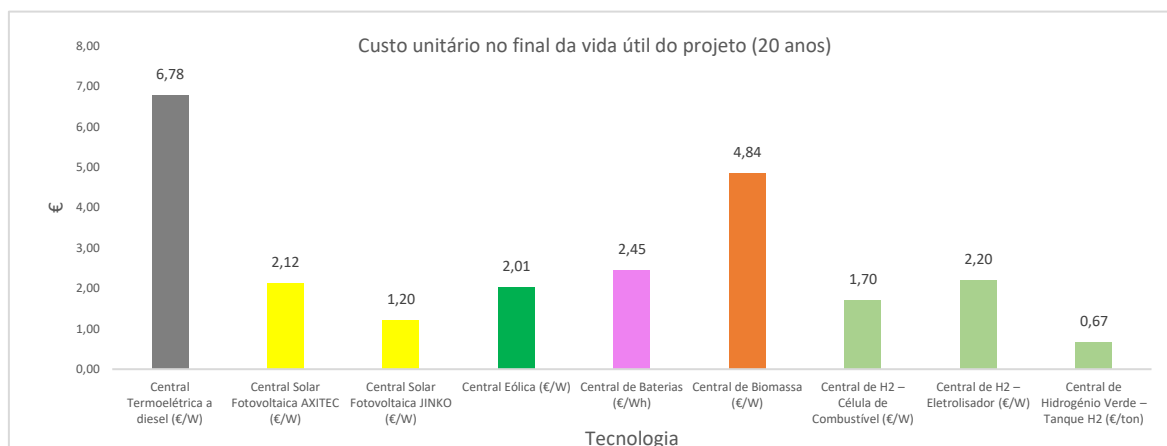


Figura 68 - Custos unitários por tecnologia (20 anos)

O tempo de vida útil dos equipamentos considerados em todos os casos de estudo foi de 20 anos. Desta forma, foi calculado o custo unitário relativo à potência instalada, por tecnologia, no fim desse período. Esta informação é fácil de visualizar na **Figura 68**, onde se constata que a central termoeletrica a gasóleo da Graciosa é a que possui um custo por potência instalada, superior, cujo valor é de 6,78 €/W. O custo da central termoeletrica a gasóleo ao fim de 20 anos é de 32 255 867,20 €, o que para uma potência instalada de 4,65 MW, é bastante elevado. Tal facto deve-se principalmente ao preço atual do gasóleo, sendo que o valor considerado no caso de estudo para os 20 anos, foi o valor médio de 2022 que foi disponibilizado pela EDA [96], no valor de 1,2074 €/litro. O custo do gasóleo representa 95,01% do custo da central, sendo o restante de CAPEX e O&M. Caso o valor do gasóleo suba no decorrer dos 20 anos de vida útil do projeto, irá elevar ainda mais o custo unitário da central termoeletrica. A central de biomassa possui o valor de 4,84 €/W, sendo o segundo valor mais elevado, em que o custo da biomassa representa um custo de 19,67%, sendo o restante referente ao CAPEX e O&M. O valor de 4,84 €/W pode aumentar, caso o preço da biomassa ultrapasse os 35 € por tonelada. O custo da central de baterias ocupa o terceiro lugar mais elevado, sendo 2,45 €/Wh por capacidade nominal instalada. A central eólica tem um custo, relativamente à potência instalada de 2,01 €/W. A central de H₂, tem um custo de 1,70 €/W para a célula de combustível, 2,20 €/W para o eletrolisador e 0,67 €/ton para o tanque. Relativamente à central solar fotovoltaica, a central já existente de 1 MW, com módulos da AXITEC, modelo AC-250P/156-60S de 250 Wp, apresenta um custo de 2,12 €/W, já a central solar fotovoltaica, considerando módulos da Jinko de 545 Wp, modelo JKM545M-72HL4-V, apresenta um custo de 1,20 €/W. A diferença de custo entre as centrais

solares fotovoltaicas com os diferentes módulos, deve-se à descida de preço de Wp dos módulos solares fotovoltaicos, desde 2015, altura em que foi instalada a central solar fotovoltaica de 1 MW com os módulos da AXITEC, até aos dias de hoje. Para além disso, os módulos atuais são mais eficientes, permitindo ocupar para a mesma potência, uma menor área de terreno.

O dimensionamento das centrais fotovoltaicas dos casos de estudo, com exceção da central existente na Graciosa de 1 MW, foi obtido através da ferramenta “HOMER Optimizer™” do *software* Homer Pro. No entanto, por forma a confirmar a energia produzida pelas centrais solares fotovoltaicas, recorreu-se, em cada caso de estudo, ao *software* PVSyst por este ser uma ferramenta dedicada ao solar fotovoltaico e permitir um detalhe de projeto superior e mais rigoroso.

A **Tabela 25**, compara os valores obtidos no *software* PVSyst com os valores obtidos no *software* Homer Pro, em cada caso de estudo.

Tabela 25 - Comparação energia produzida no solar fotovoltaico, PVSyst vs Homer Pro

Casos de Estudo	Potência (MW)	Produção PVSyst (GWh)	Produção Homer Pro (GWh)
AXITEC - Solar FV + Eólico + baterias + gasóleo	1,00	1,32	1,31
JINKO - Solar FV + Eólico + baterias	17,07	23,06	22,14
JINKO - Solar FV + Eólico + baterias + biomassa	6,34	8,56	8,22
JINKO - Solar FV + Eólico + baterias + H ₂	8,59	11,61	11,14
JINKO - Solar FV + Eólico + baterias + biomassa + H ₂	5,73	7,73	7,43

Ao analisar a **Tabela 25**, verifica-se que os valores de produção de energia obtidos em ambos os *softwares* para a mesma potência são muito semelhantes, tendo o PVSyst uma produção sempre superior em relação ao Homer Pro, na ordem dos 4 % para os módulos da JINKO e 1% para os módulos da AXITEC, o que não é muito significativo para um estudo prévio de produção solar fotovoltaica. É, no entanto, de salientar a limitação do Homer Pro no que compete à biblioteca de equipamentos atuais, assim como a configuração mais detalhada da central, como caracterização de perdas, simulação de sombreamento, desenho do *layout* da central, etc, motivo pelo qual se recorreu à utilização do PVSyst.

6. CONCLUSÃO

6.1. ANÁLISE CONCLUSIVA

O objetivo principal desta dissertação foi a elaboração de um estudo ao sistema de energia híbrido implementado na ilha Graciosa, nos Açores, propondo uma possível expansão ao sistema atual, de forma a suprir as necessidades energéticas de toda a ilha através de energias renováveis.

A realização desta dissertação permitiu adquirir conhecimentos mais abrangentes sobre o panorama do sistema electroprodutor em Portugal atual e como se prevê que o seja num futuro breve, com o aumento da penetração das energias renováveis e todos os benefícios e consequências que daí advenham. Também possibilitou a aquisição de conhecimentos em sistemas híbridos isolados e das várias tecnologias que envolvem direta ou indiretamente as energias renováveis, como o solar fotovoltaico, eólico, hidrogénio verde, biomassa, baterias, etc, que posteriormente foram implementadas nos casos de estudo.

A caracterização energética da ilha Graciosa, foi essencial para conhecer o sistema electroprodutor da ilha, nomeadamente o sistema híbrido de investimento privado de propriedade da Gracióllica e a central termoelétrica da Graciosa de propriedade da EDA. O estudo detalhado destes dois únicos sistemas de produção de energia elétrica da ilha, que funcionam em cooperação mútua, como se de um único sistema se tratasse, proporcionou a aquisição de conhecimentos e informações que permitiram a elaboração dos casos de estudo de forma tão fiel à realidade.

Relativamente aos *softwares* utilizados, foi de grande aprendizagem e utilidade trabalhar com o PVSyst e Homer Pro e até mesmo com a ferramenta *online* HyJack. O Homer Pro, teve uma maior relevância na elaboração dos casos de estudo, pois é específico para simulação de sistemas híbridos em microrredes. Salienta-se, no entanto, que o *software*, carece de algumas melhorias, como uma maior biblioteca de equipamentos, mais campos de configuração das características dos equipamentos e inserção de novos equipamentos para simular uma central de hidrogénio, como células de combustível (nos casos de estudo foi simulado através de um gerador DC devidamente configurado), compressores, equipamentos de tratamento/dessalinização da água, etc. É de salientar que ambos os

softwares, necessitam de um elevado poder de processamento computacional. No caso do PVSyst, o próprio programa vem pré-configurado com uma limitação de 5 MW no módulo de *layout*, sendo necessário alterar esse valor nas definições do programa, para este permitir simular centrais de maior dimensão, tendo em conta o desenho tridimensional. No entanto, ao simular uma central de 17,07 MW, como a realizada no caso de estudo do subcapítulo 5.3 (Solar FV + Eólico + baterias), o processo demora várias horas. No caso do Homer Pro, caso a arquitetura do sistema possua muitos equipamentos a utilizar a ferramenta “HOMER Optimizer™” ou a ferramenta “Search Space” possua muitos intervalos de pesquisa, o *software* pode demorar várias horas ou até mesmo dias até conseguir encontrar a solução vencedora da simulação.

Foram realizados 5 casos de estudo com o auxílio dos *softwares* Homer Pro e PVSyst. Enquanto o Homer Pro é um *software* de simulação de sistemas híbridos, que possibilita a integração de várias tecnologias e permite obter a melhor solução, ao menor custo, o PVSyst é um *software* dedicado apenas ao solar fotovoltaico e que permite dimensionar com detalhe uma central fotovoltaica. Através dos vários casos de estudo, constatou-se que os valores de produção de energia elétrica anual provenientes do solar fotovoltaico, obtidos em ambos os *softwares* são bastante semelhantes, podendo desta forma afirmar-se que embora o Homer Pro não seja tão robusto no dimensionamento de uma central fotovoltaica, comparativamente ao PVSyst, obtém resultados corretos de uma forma rápida e simples.

Analisando todos os casos de estudo, pode-se concluir que para um sistema híbrido isolado, a melhor solução é aquela que integrar um maior número de tecnologias renováveis, que possam cooperar entre elas, colmatando as suas desvantagens, tornando o sistema mais robusto e menos suscetível à intermitência das renováveis. Após a análise dos casos de estudo, verificou-se que os sistemas isolados renováveis de pequena dimensão, como a ilha da Graciosa, são propícios a ter um excesso de produção de energia renovável, causado pelo desequilíbrio entre a produção e a procura, podendo este facto ser colmatado pela utilização de sistemas de armazenamento como baterias e hidrogénio verde. No entanto, é sempre fulcral ter um *software* inteligente de gestão de energia, como o GEMS que faça a gestão otimizada de todos os recursos. Relativamente ao melhor caso de estudo encontrado para expandir o sistema híbrido atual e tornar a ilha alimentada a 100% por renováveis foi o caso de estudo do subcapítulo 5.6, com o *mix* de tecnologias solar fotovoltaico + eólico + baterias + biomassa + H₂, no entanto, o COE do sistema é de 0,184 €/kWh. Este valor ainda é

considerado elevado, face ao valor pago pelo cliente final, o que quer dizer que uma futura expansão do sistema híbrido atual só é viável através de um financiamento (pelo menos parcial) ou descida de preço dos equipamentos.

Em suma, espera-se que este trabalho motive e fomenta quer por investimento privado ou público a concretização da expansão do sistema híbrido da Graciosa.

6.2. PERSPETIVAS FUTURAS

Embora se tenha tentado ao máximo obter valores reais de CAPEX e O&M das diferentes centrais nos vários casos de estudo, foi feita alguma simplificação, pois não foram considerados nas simulações do Homer Pro, os valores de aquisição/aluguer de terrenos, construção de edifícios, transporte, licenciamento elétrico e camarário, etc. Da mesma forma, o valor definido no Homer Pro em cada equipamento, por limitação do *software*, mantem-se constante independentemente do tamanho da central, o que não é o mais correto, visto quanto maior for a dimensão de uma central menor será o seu custo unitário por potência instalada (efeito de escala). Por estas razões e por o Homer Pro ter em conta, para obter a melhor solução, o custo de cada equipamento, seria interessante fazer um estudo técnico-económico, considerando todos estes aspetos, por forma a obter um valor mais exato e que possa servir como base para colocar em prática a expansão do sistema híbrido da Graciosa.

Sugere-se, também como uma perspetiva futura, a realização destes mesmos casos de estudo, assim como a realização de outros que se possam provar mais viáveis, utilizando outras ferramentas de simulação de sistemas híbridos como os *softwares* HYBRID2, RETScreen, iHOGA/MHOGA, TRNSYS, etc, de forma a validar/comparar com os resultados aqui obtidos.

Os resultados obtidos nas simulações efetuadas ao longo deste trabalho são de grande relevância para o estudo dos sistemas híbridos isolados. Dada a importância deste estudo para as regiões insulares, perspetiva-se publicar este estudo, as soluções estudadas e seus resultados num artigo científico, não apenas para a partilha do estudo, mas também para promover a discussão com a comunidade científica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] APREN, “Anuário 2023”.
- [2] APREN, “Boletim de Eletricidade Renovável dezembro 2022”.
- [3] FELPT, “Future Energy Leaders Portugal,” *Os desafios da elevada incorporação de geração renovável na operação Sistema Elétrico*, 2022.
- [4] DGEG&REN, “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022),” Outubro de 2022.
- [5] PNEC2030, “Plano Nacional de Energia e Clima 2030,” dezembro 2019.
- [6] RNC2050, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050,” junho 2019.
- [7] REN, “Redes Energéticas Nacionais,” [Online]. Available: https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/consumo_de_energia_eletrica_regressa_a_niveis_de_2019_2. [Acedido em 08 01 2023].
- [8] *Decreto-Lei nº15/2022 de 14 de Janeiro*.
- [9] APREN, “Anuário 2022,” [Online]. Available: <https://anuario.apren.pt/a-eletricidade-renovavel-em-portugal/>. [Acedido em 08 01 2023].
- [10] APREN, “2021 Eletricidade Renovável em Revista,” 2022.
- [11] e2p, “Energias Endógenas de Portugal,” [Online]. Available: <https://e2p.inegi.up.pt>. [Acedido em 10 09 2023].

- [12] REN, “Dados Técnicos,” 2022.
- [13] REN, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede,” [2012 a 2022].
- [14] DGEG, “Estatísticas rápidas - nº217,” dezembro 2022.
- [15] APREN, “Associação Portuguesa de Energias Renováveis,” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Acedido em 23 03 2023].
- [16] ADENE, “Agência para a Energia,” [Online]. Available: <https://www.adene.pt/consumo-do-gas-natural-desceu-32-e-da-energia-eletrica-aumentou-18-em-2022/>. [Acedido em 08 01 2023].
- [17] ALTENER, “Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projeto e instalação,” janeiro de 2004.
- [18] F. J. Pita, Diapositivos Sistemas Fotovoltaicos - Autoconsumo, 2015.
- [19] “E-Redes,” [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/ligacao-250-kw>. [Acedido em 11 01 2023].
- [20] DGEG&ADENE, “Energia em números,” edição 2023.
- [21] DGEG, “Direção Geral de Energia e Geologia,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-eolica/>. [Acedido em 04 02 2023].
- [22] “J. Liu, H. Lin, and J. Zhang, “Review on the technical perspectives and commercial viability of vertical axis wind turbines,” Ocean Eng., vol. 182, no. May, pp. 608–626, 2019”.<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2019.04.086>.
- [23] “L. N. Azadani, “Vertical axis wind turbines in cluster configurations,” Ocean Eng., vol. 272, no. February, p. 113855, 2023,” <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.113855>.

- [24] “A. Das, K. B. Chimonyo, T. R. Kumar, and ..., “Vertical axis and horizontal axis wind turbine-A comprehensive review,” ... Energy ..., pp. 2660–2669, 2017, [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8389937/>.”.
- [25] “T. Wilberforce, A. G. Olabi, E. T. Sayed, A. H. Alalmi, and M. A. Abdelkareem, “Wind turbine concepts for domestic wind power generation at low wind quality sites,” J. Clean. Prod., vol. 394, no. January, p. 136137, 2023,” <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136137>.
- [26] “P. Mendes, J. A. F. O. Correia, J. M. Castro, N. Fantuzzi, A. Aidibi, and L. Manuel, “Horizontal and vertical axis wind turbines on existing jacket platforms: Part 1 – A comparative study,” Structures, vol. 32, no. January, pp. 1069–1080, 2021”.<https://doi.org/10.1016/j.istruc.2021.01.069>.
- [27] PortalEnergia. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/chineses-apresentam-maior-turbina-eolica-mundo-h260-18mw/>. [Acedido em 14 02 2023].
- [28] “WindFloat Atlantic,” [Online]. Available: <https://www.windfloat-atlantic.com/pt-pt/o-parque-eolico/#project>. [Acedido em 04 02 2023].
- [29] “Visão,” [Online]. Available: https://visao.sapo.pt/visao_verde/energia/2023-04-28-a-eolica-offshore-nas-aguas-europeias/. [Acedido em 03 05 2023].
- [30] “Relatório - Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade,” 28 de dezembro de 2022.
- [31] DGEG. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/biomassa/>. [Acedido em 10 09 2023].
- [32] “P. McKendry, “Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass,” Bioresour. Technol., vol. 83, no. 1, pp. 37–46, 2002,” [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00118-3](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00118-3).

- [33] “P. McKendry, “Energy production from biomass (part 2): Overview of biomass,” *Bioresour. Technol.*, vol. 83, no. 1, pp. 47–54, 2002,” [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00119-5](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00119-5).
- [34] T. Nogueira, *Unidade Curricular "Produção Distribuída e Sustentabilidade (PRODS)", slides "Sistemas de Cogeração"*, dezembro 2021.
- [35] “S. Ferreira, E. Monteiro, P. Brito, and C. Vilarinho, “Biomass resources in Portugal: Current status and prospects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. August 2016, pp. 1221–1235, 2017,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.140>.
- [36] “Noctula,” [Online]. Available: <https://noctula.pt/as-cores-do-hidrogenio/>. [Acedido em 11 09 2023].
- [37] Sapo. [Online]. Available: <https://eco.sapo.pt/2020/07/30/do-cinzentao-verde-passando-pelo-azul-porque-tem-o-hidrogenio-tantas-cores/>. [Acedido em 11 09 2023].
- [38] “EDP,” [Online]. Available: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/cores-do-hidrogenio>. [Acedido em 11 09 2023].
- [39] “J. Incer-Valverde, A. Korayem, G. Tsatsaronis, and T. Morosuk, “‘Colors’ of hydrogen: Definitions and carbon intensity,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 291, no. January, p. 117294, 2023,” <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>.
- [40] H. Souto e T. Nogueira, *Revista Neutro à Terra nº28, 2º semestre de 2021*.
- [41] J. Oliveira, “TESE: Descarbonização da unidade fabril da Mitsubishi fuso track europe com uso de hidrogénio verde,” 2021.
- [42] IRENA, “Green Hydrogen Cost Reduction - Scaling UP Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,” 2020.
- [43] *Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio*.

- [44] GoldEnergy, “Armazenamento de Energia,” [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/glossario/armazenamento-energia/>. [Acedido em 05 02 2023].
- [45] Iberdrola, “Armazenamento de energia: a chave para um futuro descarbonizado,” [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/armazenamento-eficiente-de-energia>. [Acedido em 05 02 2023].
- [46] “J. Mitali, S. Dhinakaran, and A. A. Mohamad, “Energy storage systems: a review,” *Energy Storage Sav.*, vol. 1, no. 3, pp. 166–216, 2022,” <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>.
- [47] BloombergNEF, “Global Energy Storage Market to Grow 15-Fold by 2030,” [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030/>. [Acedido em 05 02 2023].
- [48] “I. Sorrenti, T. B. Harild Rasmussen, S. You, and Q. Wu, “The role of power-to-X in hybrid renewable energy systems: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 165, no. March, p. 112380, 2022,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112380>.
- [49] “A. K. Bansal, “Sizing and forecasting techniques in photovoltaic-wind based hybrid renewable energy system: A review,” *J. Clean. Prod.*, vol. 369, no. July, p. 133376, 2022,” <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133376>.
- [50] “C. Ammari, D. Belatrache, B. Touhami, and S. Makhloufi, “Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review,” *Energy Built Environ.*, vol. 3, no. 4, pp. 399–411, 2022,” <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.04.002>.
- [51] “J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, and E. Chaima, “A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, no. September, p. 112027, 2019,” <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112027>.

- [52] “E. I. Come Zebra, H. J. van der Windt, G. Nhumaio, and A. P. C. Faaij, “A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 144, no. July 2020, 2021,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111036>.
- [53] “Y. Liu, S. Yu, Y. Zhu, D. Wang, and J. Liu, “Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September 2017, pp. 460–470, 2018,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.063>.
- [54] “S. A. Adetoro, L. Olatomiwa, J. Tsado, and S. M. Dauda, “An Overview of Configurations and Dispatch Strategies in Hybrid Energy Systems,” *Proc. 2022 IEEE Niger. 4th Int. Conf. Disruptive Technol. Sustain. Dev. NIGERCON 2022*,” <https://doi.org/10.1109/NIGERCON54645.2022.9803082>.
- [55] “P. Roy, J. He, T. Zhao, and Y. V. Singh, “Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review,” *IEEE Open J. Ind. Electron. Soc.*, vol. 3, no. December 2021, pp. 81–104, 2022,” <https://doi.org/10.1109/OJIES.2022.3144093>.
- [56] “S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 755–769, 2015,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>.
- [57] “A. Colak and K. Ahmed, “A Brief Review on Capacity Sizing, Control and Energy Management in Hybrid Renewable Energy Systems,” *10th IEEE Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2021*, pp. 453–458, 2021,” <https://doi.org/10.1109/ICRERA52334.2021.9598654>.
- [58] “T. Khan, M. Yu, and M. Waseem, “Review on recent optimization strategies for hybrid renewable energy system with hydrogen technologies: State of the art, trends and future directions,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 60, pp. 25155–25201, 2022,” <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.263>.

- [59] “A. A. Eras-Almeida and M. A. Egido-Aguilera, “Hybrid renewable mini-grids on non-interconnected small islands: Review of case studies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 116, no. September, p. 109417, 2019,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109417>.
- [60] “Y. Kuang et al., “A review of renewable energy utilization in islands,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 504–513, 2016,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.014>.
- [61] “Y. S. Kim, E. S. Kim, and S. Il Moon, “Frequency and voltage control strategy of standalone microgrids with high penetration of intermittent renewable generation systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 718–728, 2016,” <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2407392>.
- [62] EDA, “Plano de desenvolvimento e investimento das redes de Transporte e Distribuição da Região Autónoma dos Açores de 2022 a 2024,” 2021.
- [63] “D. C. Silva, J. Deruyter, C. Zech, R. Murugesan, and L. Witmer, “Implementation of energy storage systems in the Azores islands as a flexibility tool to increase renewable penetration,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2020, no. 1, pp. 525–528, 2020,” <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2021.0107>.
- [64] “D.Silva, N.Taveira "The Hybrid Power Plant in Graciosa Island - a Pioneer Project in the Azores Islands",” *6th Hybrid Power Systems Workshop. Madeira, Portugal & virtually. 26-27 April 2022*.
- [65] “P. Stenzel, A. Schreiber, J. Marx, C. Wulf, M. Schreieder, and L. Stephan, “Renewable energies for Graciosa Island, Azores-Life Cycle Assessment of electricity generation,” *Energy Procedia*, vol. 135, pp. 62–74, 2017,” <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.487>.
- [66] “P. Stenzel, A. Schreiber, J. Marx, C. Wulf, M. Schreieder, and L. Stephan, “Environmental impacts of electricity generation for Graciosa Island, Azores,” *J. Energy Storage*, vol. 15, pp. 292–303, 2018,” <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.12.002>.

- [67] S. R. d. E. d. Açores, “XVI Recenseamento Geral da População e do VI Recenseamento Geral da Habitação - Censos 2021”.
- [68] EDA, “Caracterização das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em 2022,” março 2023.
- [69] EDA, “EDAinforma nº173, outubro 2021”.
- [70] “Projeto de Decreto Legislativo Regional. Regime Geral da Ação Climática na RAA. Projeto "Graciosa",” outubro de 2022.
- [71] EDA, “EDAinforma nº169, outubro 2019”.
- [72] “Jornal de Negócios,” [Online]. Available: <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/acoress-tem-uma-ilha-com-a-luz-hibrida-mais-verde-do-mundo>. [Acedido em 19 03 2023].
- [73] “Diário de Notícias,” [Online]. Available: <https://www.dn.pt/lusa/projeto-de-energias-renovaveis-na-graciosa-em-impasse-devido-a-desentendimento-9397977.html>. [Acedido em 19 03 2023].
- [74] “O instalador,” [Online]. Available: <https://www.oinstalador.com/Artigos/252732-Projeto-Graciosa-ja-pode-injetar-e-comercializar-energia-na-rede.html>. [Acedido em 19 03 2023].
- [75] “Praia Expresso,” [Online]. Available: <https://praiaexpresso.com/2020/02/20/graciosa-vai-contribuir-para-65-da-eletricidade-produzida-na-graciosa/>. [Acedido em 19 03 2023].
- [76] “Rádio Renascença,” [Online]. Available: <https://rr.sapo.pt/noticia/pais/2020/02/20/graciosa-com-cada-vez-mais-energias-renovaveis-mas-consumidores-nao-poupam-na-fatura/182673/>. [Acedido em 19 03 2023].

- [77] “Portal da Energia Açores,” [Online]. Available: <https://portaldaenergia.azores.gov.pt/portal/Comunicacao/Noticias/id/39/mobilidade-e-eletrica-vasco-cordeiro-anuncia-projeto-para-fazer-da-graciosa-ilha-modelo-da-mobilidade-eletrica?portalid=0>. [Acedido em 19 03 2023].
- [78] SREA, “Serviço Regional de Estatística dos Açores,” [Online]. Available: https://srea.azores.gov.pt/ReportServer/Pages/ReportViewer.aspx?%2fRelatoriosVarios%2fEnergia-Produ%C3%A7%C3%A3o¶m_27=Graciosa&rc:Section=2. [Acedido em 06 05 2023].
- [79] “Wind-turbine-models.com,” [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/531-enercon-e-44#datasheet>. [Acedido em 07 04 2023].
- [80] ENERCON, “Datasheet WEC Characteristics E-44,” 2005.
- [81] “M. Fischer and A. Mendonca, “Representation of variable speed full conversion Wind Energy Converters for steady state short-circuit calculations,” Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf., 2012,” <https://doi.org/10.1109/TDC.2012.6281604>.
- [82] “Datasheet Inversor SMA Sunny Tripower 25000TL-30”.
- [83] “Datasheet Módulo Solar Fotovoltaico Axitec AC-250P/156-60S”.
- [84] Leclanché, *Datasheet - LecCell 30Ah High Energy "Lithium nickel cobalt oxide (NCO) – Titanate (LTO) system"*.
- [85] J. C. M. Esteves, “TESE de Doutoramento: Optimização de Sistemas Híbridos Fotovoltaicos-Eólicos em Zonas Insulares de Diversidade Climática-Arquipélago da Madeira,” 2007.
- [86] A. Gomes, *Instalações Elétricas de Baixa Tensão: Verificação, Manutenção e Exploração das Instalações*, 2013.

- [87] “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento”.
- [88] D. Silva, “TESE de Mestrado: Rede de Distribuição da ilha Graciosa: Análise e Exploração de Funcionamento,” 2015.
- [89] “L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, and M. Moghavvemi, “Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 821–835, 2016,” <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>.
- [90] “HOMERenergy,” [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/>. [Acedido em 07 06 2023].
- [91] “Gilman, Paul, Lambert, Tom, and Lilienthal, Peter. Chapter 15: Micropower System Modeling with Homer. United States: N. p., 2006. Web,” <https://doi.org/10.1002/0471755621.ch15>.
- [92] “PVsyst,” [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/pvsyst-team/>. [Acedido em 30 05 2023].
- [93] “A. Sawner and S. Shukla, “Application of ‘PVsyst’ to Simulate the 100 kWp Rooftop Solar Grid-Tied PV System at College Campus: Jabalpur Engineering College, India,” 2021 5th Int. Conf. Electr. Electron. Commun. Comput. Technol. Optim. Tech. ICEECOT 2021,” <https://doi.org/10.1109/ICEECOT52851.2021.9707970>. [Online].
- [94] “A. Shrivastava, R. Sharma, M. Kumar Saxena, V. Shanmugasundaram, M. Lal Rinawa, and Ankit, “Solar energy capacity assessment and performance evaluation of a standalone PV system using PVSYST,” *Mater. Today Proc.*, vol. 80, pp. 3385–3392, 2021,” <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.07.258>.
- [95] “PVsyst,” [Online]. Available: https://www.pvsyst.com/help/performance_ratio.htm. [Acedido em 22 07 2023].

- [96] “EDA,” [Online]. Available: https://www.eda.pt/Regulacao/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={6ECB9BD9-2E0E-455E-93B7-DC87CD24093D}&file=EDA%20Norma%206%20Informa%C3%A7%C3%A3o%20Real%202022.xlsx&action=default. [Acedido em 21 07 2023].
- [97] “DPXPower,” [Online]. Available: https://www.dpxpower.nl/dpxnew/search.aspx?q=&sf_categorypath=construction%2fgenerators%2fdieselgenerators&sf_status=1&Page=1&PageSize=30&SortBy=generatoroutput_desc&as=brand%3DCaterpillar. [Acedido em 23 07 2023].
- [98] “HOMER Pro 3.15,” [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/index.html>. [Acedido em 20 07 2023].
- [99] T. Tamra, “TESE: Development of Seasonal Energy Storage Technology With Excess Energy,” Institut für Energietechnik, Berlin, 2012.
- [100] A. Teixeira, “TESE: Forest Resources in Graciosa Island (Azores): Biomass Availability for a Sustainable Energetic Use,” Universidade dos Açores, 2014.
- [101] “Teixeira, A. Mir, C., Silva, L.B., Hahndorf, I., Silva, L. “Invasive Woodland Resources in the Azores: Biomass Availability for 100% Renewable Energy Supply in Graciosa Island, 2015,” <https://doi.org/10.5071/23rdEUBCE2015-1AO.1.5>.
- [102] “ProdutoresFlorestais,” [Online]. Available: <https://produtoresflorestais.pt/biomassa-o-valor-dos-sobrantes-florestais/>. [Acedido em 06 08 2023].
- [103] “inforcna,” [Online]. Available: https://www.inforcna.pt/Media/Files/2022119_Vt110Boletim.pdf. [Acedido em 06 08 2023].
- [104] “J. Cardoso, V. Silva, and D. Eusébio, “Techno-economic analysis of a biomass gasification power plant dealing with forestry residues blends for electricity

- production in Portugal,” J. Clean. Prod., vol. 212, no. 2019, pp. 741–753, 2019,” <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.054>.
- [105] “D. Ribó-Pérez, Á. Herraiz-Cañete, D. Alfonso-Solar, C. Vargas-Salgado, and T. Gómez-Navarro, “Modelling biomass gasifiers in hybrid renewable energy microgrids; a complete procedure for enabling gasifiers simulation in HOMER,” <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.083>.
- [106] M. Guerreiro, “TESE: Dessalinização para Produção de Água Potável. Prespetivas para Portugal,” 2009.
- [107] “acorianooriental,” [Online]. Available: <https://www.acorianooriental.pt/noticia/transportes-desertificacao-e-agua-preocupam-ilha-acoriana-da-graciosa>. [Acedido em 11 06 2023].
- [108] “RTP,” [Online]. Available: <https://www.rtp.pt/acores/graciosa-online/a-graciosa-e-seus-problemas-63443>. [Acedido em 11 06 2023].
- [109] “Público,” [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2023/05/13/economia/noticia/ilha-graciosa-lutase-escassez-agua-potavel-2048843>. [Acedido em 11 06 2023].
- [110] J. Gonçalves, “TESE: Alternativas integradas para sistemas elétricos isolados mais sustentáveis – O caso de Porto Santo,” 2018.
- [111] “HyJack,” [Online]. Available: <https://hyjack.tech>. [Acedido em 19 08 2023].
- [112] “A. Z. Arsad et al., “Hydrogen electrolyser technologies and their modelling for sustainable energy production: A comprehensive review and suggestions,” Int. J. Hydrogen Energy, vol. 48, no. 72, pp. 27841–27871, 2023,” <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.014>.

