



FUNCIONAMENTO DE UMA REDE EM ILHA COM RECURSO A PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

DIOGO JOSÉ PEREIRA PINHEIRO GONÇALVES

julho de 2017

Instituto Superior de Engenharia do Porto



**FUNCIONAMENTO DE UMA REDE EM ILHA COM
RECURSO A PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA**

Diogo José Pereira Pinheiro Gonçalves

Dissertação de Mestrado realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistema Elétricos de Energia

Candidato: Diogo José Pereira Pinheiro Gonçalves, N° 1101517, 1101517@isep.ipp.pt.

Orientador do ISEP: Prof. Maria Judite Ferreira, mju@isep.ipp.pt

Orientador do estágio: Eng. Rita Rebelo, Rita.Rebelo@edp.pt

2017

© Diogo Gonçalves, 2017

Resumo

Anualmente, o consumo energético mundial tem vindo a aumentar, o que traduz num maior esforço em acompanhar a produção e a sua conseqüente distribuição de energia para os clientes. É do interesse de todos, procurar novos modos de exploração de energias e definir modos de distribuição inovadores que consigam ser capazes de garantir a fiabilidade da rede.

O objetivo deste projeto é estudar a viabilidade de uma parte da rede elétrica de Gafanha de Encarnação funcionar em ilha isolada. Para tal o objetivo é recorrer a um conjunto de tecnologias de energias renováveis acopladas a um grupo de baterias, garantindo assim um serviço autónomo independente, caso seja necessário isolá-la da rede elétrica nacional.

É necessário analisar de que forma a rede vai funcionar ao longo do tempo, tendo de cumprir com as exigências de qualidade e de segurança atuais, fornecendo uma resposta rápida e eficaz a possíveis imprevistos que possam ocorrer.

Para tal, procedeu-se ao isolamento da rede elétrica designada, através da aplicação de software proprietária DPLAN – *Distribution Planning*, simulando os comportamentos da rede face às novas alterações, e tendo em conta os dados geográficos/climáticos da zona para analisar a viabilidade da utilização das energias renováveis.

Nesta dissertação, é também realizado um estudo de viabilidade económica das novas instalações, com a utilização de diferentes equipamentos, comparando as várias tecnologias existentes e alternativas possíveis para a resolução deste projeto.

Palavras-Chave

Rede elétrica em ilha isolada, Energias Renováveis, Aveiro, Armazenamento de Energia, Turbina de corrente, Painéis Fotovoltaicos, Eólicas, Marés, Estudo Económico.

Abstract

Every year, the world's energy consumption has been increasing, which translates into a greater effort to monitor production and its consequent distribution of energy to customers. It is in everyone's interest, to look for new ways of exploiting energy and to define innovative modes of distribution that can guarantee the reliability of the network.

The objective of this project is to study the feasibility of part of the electric grid of Gafanha de Encarnação, that is going to be operated as an isolated electric grid. For that purpose, we will use a set of renewable energy technologies coupled to a group of batteries, thus guaranteeing an autonomous and independent service, in case of separation from the main electric grid.

It is necessary to analyse how the network will vary over time, having to comply with current quality and security requirements, providing a quick and effective response to possible unforeseen events that may occur.

To this end, the designated electricity network was isolated by applying proprietary DPLAN – Distribution planning software, simulating the behaviour of the network in light of the new changes, and taking into account the geographic / climatic data of the region, in order to analyze the possibility of applying renewable energies.

In this dissertation, an economic feasibility study of the new installations, as well as the use of different equipments, is also carried out, comparing the various existing technologies and possible alternatives for the resolution of this project.

Keywords

Off-grid network, Renewable Energies, Aveiro, Energy Storage Unit, Current turbine, Photovoltaic panels, Wind power, Sea tides, Economic study.

Agradecimentos

Agradeço a todos aqueles que estiveram comigo durante o meu percurso académico, com especial consideração aos meus amigos, colegas e família.

Agradeço particularmente à minha orientadora do ISEP, a professora Maria Judite Ferreira, por me ter orientado nesta área de conhecimento, bem como à minha orientadora da EDP, a engenheira Rita Rebelo.

Agradeço também aos membros da equipa do D-DAPR-AER, que me introduziu ao departamento de ativos e planeamento de redes na área de distribuição.

Índice

| | |
|---|--------------|
| Resumo | iii |
| Abstract | v |
| Agradecimentos | vii |
| Índice | ix |
| Lista de figuras | xv |
| Lista de tabelas | xix |
| Lista de Gráficos | xxi |
| Abreviaturas e Símbolos | xxiii |
| Capítulo 1 | 1 |
| Introdução..... | 1 |
| 1.1. Contextualização | 1 |
| 1.2. Objetivos | 2 |
| 1.3. Estrutura do Relatório | 2 |
| Capítulo 2 | 5 |
| Produção Descentralizada | 5 |
| 2.1. Influência da Produção Descentralizada na Tensão de Distribuição | 6 |
| 2.2. Sistemas de Monitorização e Controlo..... | 7 |
| 2.3. Energias Renováveis | 9 |
| 2.3.1. Energia Eólica | 10 |
| 2.3.2. Caraterísticas de uma Turbina Eólica..... | 11 |

| | | |
|----------|--|----|
| 2.3.3. | Constituição de uma Turbina Eólica | 14 |
| 2.3.4. | Fundações | 17 |
| 2.3.5. | Custos de Instalação | 19 |
| 2.3.6. | Vantagens e Desvantagens | 21 |
| 2.3.7. | Projetos Existentes | 23 |
| 2.3.7.1. | Fukushima, Japão | 23 |
| 2.3.7.2. | Aguçadoura, Portugal | 24 |
| 2.4. | Energia Fotovoltaica | 27 |
| 2.4.1. | Sistema Fotovoltaico | 28 |
| 2.4.2. | Instalação de um Sistema Fotovoltaico | 31 |
| 2.4.3. | Projetos Existentes | 36 |
| 2.4.3.1. | Central Fotovoltaica Hércules (Serpa, Portugal)..... | 36 |
| 2.4.3.2. | Central Fotovoltaica da barragem Longyangxia (Província de Qinghai, China) | 37 |
| 2.5. | Energia Hídrica | 38 |
| 2.5.1. | Origem do recurso energético das ondas dos oceanos | 40 |
| 2.5.2. | Recursos Globais | 42 |
| 2.5.3. | Vantagens e Desvantagens da Energia das Ondas | 43 |
| 2.5.4. | Tecnologias de Conversão de Energia das Ondas | 45 |
| 2.5.5. | Turbina de Correntes | 48 |
| 2.5.5.1. | Turbina de Pelamis | 49 |
| 2.5.5.2. | AWS (<i>Archimedes Wave Swing</i>)..... | 50 |
| 2.5.5.3. | PowerBuoy | 51 |
| 2.5.5.4. | Coluna de Água Oscilante (COA)..... | 52 |
| 2.5.5.5. | <i>Waveroller</i> | 54 |
| 2.5.6. | Projetos Existentes | 57 |
| 2.5.6.1. | Openhydro-Kyuden Mirai Energy (Cidade de Goto, Prefeitura de Nagasaki, Japão)..... | 57 |

| | | |
|--|---|-----------|
| 2.5.6.2. | AW-Energy - Enéolica SA. (Peniche, Portugal) | 59 |
| 2.5.6.3. | Central COA (Açores, Portugal) | 60 |
| 2.6. | Biomassa | 61 |
| Capítulo 3 | | 65 |
| Sistemas de Armazenamento de Energia | | 65 |
| 3.1. Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia | | 67 |
| 3.1.1. | Bombeamento Hidráulico (PHS)..... | 68 |
| 3.1.2. | Ar-Comprimido (CAES) | 69 |
| 3.1.3. | Rotor Girante (FES) | 70 |
| 3.1.4. | Bobina Magnética Super-Condutores (SMES)..... | 71 |
| 3.1.5. | Condensador Dupla-Camada (DLC) | 72 |
| 3.1.6. | Células de Combustível..... | 73 |
| 3.1.7. | Baterias de Fluxo..... | 75 |
| 3.1.8. | Baterias Secundárias..... | 76 |
| 3.1.8.1. | Chumbo | 76 |
| 3.1.8.2. | Níquel-Cádmio | 78 |
| 3.1.8.3. | Lítio-Ion | 80 |
| 3.1.8.4. | Sulfato de Sódio | 81 |
| 3.2. | Situação Atual das Tecnologias de Armazenamento | 83 |
| 3.3. | Estado de Maturidade..... | 83 |
| Capítulo 4 | | 85 |
| Caso de Estudo | | 85 |
| 4.1. Análise da Zona | | 86 |
| 4.1.1. | Análise Climática | 86 |
| 4.1.1.1. | Temperatura do Ar | 86 |
| 4.1.1.2. | Frequência e Velocidade Média do Vento | 86 |
| 4.1.1.3. | Irradiação Solar | 87 |
| 4.1.2. | Regime das marés..... | 88 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 4.1.3. | Agitação das Ondas | 89 |
| 4.1.3.1. | Agitação Local | 89 |
| 4.1.3.2. | Agitação ao Largo | 89 |
| 4.1.4. | Velocidade das Correntes na Ria de Aveiro..... | 90 |
| 4.2. | Rede Elétrica de Distribuição..... | 91 |
| 4.3. | Diagrama de Cargas | 94 |
| 4.3.1. | Pico de Carga..... | 95 |
| 4.3.2. | Maior Consumo Energético..... | 96 |
| 4.4. | Simulação da Rede | 96 |
| 4.5. | Equipamentos Utilizados..... | 99 |
| 4.5.1. | Biomassa | 99 |
| 4.5.1.1. | PP20 Grid-Tie Power Pallet (ALL POWER LABS) | 100 |
| 4.5.1.2. | Gasifier Model CPW – 120T + Gas GENSET (Chanderpur Group)..... | 102 |
| 4.5.2. | Sistema Fotovoltaico | 103 |
| 4.5.3. | Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica | 106 |
| 4.5.4. | Turbina de Correntes | 106 |
| 4.5.5. | Gerador Eólico Offshore | 108 |
| 4.6. | Locais de Instalação | 110 |
| 4.6.1. | Sistema Fotovoltaico | 110 |
| 4.6.2. | Sistema Eólico Offshore..... | 111 |
| 4.6.3. | Turbina de Correntes | 112 |
| 4.6.4. | Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica | 113 |
| 4.6.5. | Sistema de Biomassa | 115 |
| 4.6.6. | Cabo Elétrico Submarino | 116 |
| 4.7. | Cenários para o Funcionamento da Rede em Ilha Isolada | 116 |
| 4.7.1. | Cenário 1 | 117 |
| 4.7.2. | Cenário 2 | 120 |

| | | |
|--------------------------|---|------------|
| 4.7.3. | Cenário 3 | 125 |
| 4.7.3.1. | 3 Turbinas Eólicas Offshore a 100% de Capacidade | 125 |
| 4.7.3.2. | 3 Turbinas Eólicas Offshore a 50% de Capacidade | 127 |
| 4.7.4. | Cenário 4 | 128 |
| 4.8. | Probabilidade de a rede em estudo ter que funcionar como ilha isolada | 134 |
| 4.9. | Perdas na Rede de Distribuição..... | 137 |
| 4.10. | Energia Não Fornecida..... | 138 |
| Capítulo 5 | | 139 |
| Análise Económica..... | | 139 |
| 5.1. | Mapas de Quantidades | 139 |
| 5.2. | Resultados Económicos..... | 142 |
| Capítulo 6 | | 145 |
| Software Utilizado..... | | 145 |
| 6.1. | Sistema de Informação Técnico (SIT) | 145 |
| 6.2. | DPLAN..... | 145 |
| 6.3. | Investe | 146 |
| Capítulo 7 | | 147 |
| Conclusões | | 147 |
| Referências | | 149 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 – Perfil entre uma produção centralizada (1) e descentralizada (2) [1] | 7 |
| Figura 2.2 - <i>Smart-Grid</i> [2] | 8 |
| Figura 2.3 – Cata-vento holandês [4] | 10 |
| Figura 2.4 – Curva de potência de turbina eólica [7] | 11 |
| Figura 2.5 – Exemplificação do limite de Betz [10] | 13 |
| Figura 2.6 – Constituição de uma turbina eólica [1] | 14 |
| Figura 2.7 – Rotor [11] | 15 |
| Figura 2.8 – Cabina [12] | 16 |
| Figura 2.9 – Torre tubular [13] | 17 |
| Figura 2.10 - Fundações eólicas marítimas [15] | 18 |
| Figura 2.11 – Estimativa do custo de uma central eólica offshore até 2022 [16] | 21 |
| Figura 2.12 – “Fukushima MIRAI” Turbina eólica flutuante de 2 MW [18] | 23 |
| Figura 2.13 – EDP WindFloat [19] | 24 |
| Figura 2.14 – Conceito de montagem do WindFloat [20] | 25 |
| Figura 2.15 – Distribuição de Investimento [21] | 26 |
| Figura 2.16 – Desempenho do WindFloat [21] | 26 |
| Figura 2.17 – Comportamento da radiação solar [22] | 28 |
| Figura 2.18 – Constituição de um Sistema fotovoltaico [23] | 29 |
| Figura 2.19 – Ângulo de orientação dos painéis relativamente a Sul [24] | 32 |
| Figura 2.20 – Ângulo de inclinação dos painéis relativamente ao plano horizontal [24] | 33 |
| Figura 2.21 - Diagrama Solar [24] | 34 |
| Figura 2.22 - Inclinação ótima dos Painéis [24] | 34 |
| Figura 2.23 - Distância mínima entre os dois painéis | 35 |
| Figura 2.24 - Variação da distância em função da latitude do lugar de instalação | 35 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.25 - Central Fotovoltaica Hércules [27] | 36 |
| Figura 2.26 - Central fotovoltaica da barragem Longyangxia [30]..... | 37 |
| Figura 2.27 - Moinho de maré de Corroios [31] | 39 |
| Figura 2.28 - Movimentação das ondas para águas profundas e pouco profundas [32] | 42 |
| Figura 2.29 - Distribuição do potencial mundial das ondas em kW/m de frente de onda [33] | 43 |
| Figura 2.30 - Turbina de Corrente AR1500 (Atlantis Resources) [34]..... | 49 |
| Figura 2.31 - Turbina de Pelamis [36] | 50 |
| Figura 2.32 – AWS [39]..... | 51 |
| Figura 2.33 - PowerBuoy [41]..... | 52 |
| Figura 2.34 - Central de coluna de água oscilante [43]..... | 53 |
| Figura 2.35 - Fenómeno "SURGE" [44] | 54 |
| Figura 2.36 - Custo Comparativo entre o <i>Waveroller</i> e outras energias [45] | 56 |
| Figura 2.37 - <i>Waveroller</i> (conceito final) [46]..... | 56 |
| Figura 2.38 - Entidades responsáveis pelo projeto [47] [48] | 57 |
| Figura 2.39 - Goto, Nagasaki (Japão) [51]..... | 58 |
| Figura 2.40 - <i>Waveroller</i> instalado no largo da costa de Peniche [54] | 59 |
| Figura 2.41 - Central de Coluna de água oscilante nos Açores [55]..... | 60 |
| Figura 2.42 - Ciclo energético da biomassa [57] | 62 |
| Figura 3.1 - Representação do trânsito de energia de uma rede elétrica [59] | 65 |
| Figura 3.2 - Uso das diferentes tecnologias de armazenamento de energia em função da frequência | 66 |
| Figura 3.3 Custo de Instalação de Tecnologias de Armazenamento de Energia (2017) [60] .. | 67 |
| Figura 3.4 - Sistemas de armazenamento de energia elétrica [61]..... | 67 |
| Figura 3.5 - Sistema de bombeamento hidráulico [63] | 68 |
| Figura 3.6 - Representação de uma central de ar comprimido [64] | 69 |
| Figura 3.7 - Rotor Girante [65] | 71 |
| Figura 3.8 - Bateria SMES [66] | 72 |
| Figura 3.9 - Condensadores Dupla-Camada [67]..... | 73 |
| Figura 3.10 - Células de combustível [68] | 74 |
| Figura 3.11 - Baterias de fluxo [71] | 76 |
| Figura 3.12 - Bateria de chumbo [73] | 78 |
| Figura 3.13 - Bateria de Níquel-Cádmio [74] | 79 |
| Figura 3.14 - Bateria Lítio-Ião [75]..... | 81 |

| | |
|--|-----|
| Figura 3.15 - Bateria de sulfato de sódio [76]..... | 82 |
| Figura 3.16 - Capacidade instalada por tipo de armazenamento de energia elétrica mundialmente no ano de 2011 [62]..... | 83 |
| Figura 3.17 - Estado de Maturidade das tecnologias de armazenamento [62]..... | 84 |
| Figura 3.18 - Relação entre potência e energia de cada uma das tecnologias de armazenamento [61]..... | 84 |
| Figura 4.1 - Rede de estudo..... | 85 |
| Figura 4.2 - Velocidade média (km.h-1) e Frequência do vento (% por rumo) [77]..... | 87 |
| Figura 4.3 - Valores da radiação solar obtidos pelo PGIVS..... | 88 |
| Figura 4.4 - Distribuições de rumos, alturas e períodos da agitação ao largo [77]..... | 90 |
| Figura 4.5 - Velocidade das correntes na Ria de Aveiro em regime climático normal (A – Maré Alta, B- Maré Vazante, C- Maré Baixa, D-Maré Enchente) [78]..... | 91 |
| Figura 4.6 - Rede elétrica de Gafanha da Nazaré..... | 92 |
| Figura 4.7 - Linha da Saída 1..... | 93 |
| Figura 4.8 - Linha da saída 2..... | 93 |
| Figura 4.9 - Linha da saída 3..... | 94 |
| Figura 4.10 - Diagrama anual de cargas (2015)..... | 95 |
| Figura 4.11 - Rede elétrica Gafanha/Ílhavo/Aveiro..... | 97 |
| Figura 4.12 - Taxas de crescimento de cargas em DPLAN para o concelho de Ílhavo..... | 98 |
| Figura 4.13 – Atribuição de 339 kVA, com fator de potência de 0,928 ao PT 1..... | 99 |
| Figura 4.14 - Unidade de Controlo de Processo (UCP) [79]..... | 100 |
| Figura 4.15 - PP20 Grid-Tie Power Pallet [80]..... | 101 |
| Figura 4.16 - Módulo de alimentação contínua [81]..... | 101 |
| Figura 4.17 - Gasifier model CPW – 120T + Gas GENSET (Chanderpur Group) [82]..... | 102 |
| Figura 4.18 – Classificação mundial de fabricantes de módulos fotovoltaicos, Q4 2016 [83]..... | 104 |
| Figura 4.19 - Painel Fotovoltaico JKM279M-60 e Inversor Sun2000 33KTL..... | 105 |
| Figura 4.20 - Sistema de Armazenamento Siestorage [84]..... | 106 |
| Figura 4.21 - Turbina de Corrente AR1500 [86]..... | 108 |
| Figura 4.22 - Local de instalação do sistema fotovoltaico..... | 111 |
| Figura 4.23 – Intensidade media do vento à superfície [87]..... | 112 |
| Figura 4.24 - Local de instalação da turbina de corrente..... | 113 |
| Figura 4.25 - Posto de transformação Y..... | 114 |
| Figura 4.26 - Local de instalação do grupo de baterias..... | 115 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4.27 - Local de instalação da biomassa/baterias | 115 |
| Figura 4.28 - Cabo elétrico submarino trifásico CA [88] | 116 |
| Figura 4.29 – Sistema Baterias/Biomassa | 133 |
| Figura 4.30 – Sistema Baterias/Fotovoltaicos | 134 |
| Figura 4.31 - Comprimento das linhas, em metros | 136 |

Lista de tabelas

| | |
|---|-----|
| Tabela 2.1 [16] | 19 |
| Tabela 4.1- Taxas de crescimento acumulado de cargas | 98 |
| Tabela 4.2 - Taxas e Tempos de Incidente apurados à rede elétrica de estudo para o período 2012 a 2015, com a indicação de $\mu \pm s$ (%) | 135 |
| Tabela 5.1 - Mapa de quantidade do sistema fotovoltaico | 139 |
| Tabela 5.2 - Mapa de quantidade do sistema de armazenamento de energia elétrica Siestorage 1,5MW/3MWH..... | 140 |
| Tabela 5.3 - Mapa de quantidade do sistema de biomassa ALL POWER LABS (Sistema Biomassa Alternativo)..... | 140 |
| Tabela 5.4 - Mapa de quantidade do sistema de biomassa Chanderpur Group (Sistema Biomassa Principal)..... | 141 |
| Tabela 5.5 - Mapa de quantidade do sistema de Eólicas Offshore (Plataforma Fixa) | 141 |
| Tabela 5.6 - Mapa de quantidade do sistema de Eólicas Offshore (Plataforma Flutuante) ... | 142 |
| Tabela 5.7 - Avaliação económica para o cenário central..... | 142 |

Lista de Gráficos

| | |
|--|-----|
| Gráfico 2.1 [17] | 20 |
| Gráfico 4.1 - Energia Consumida diariamente, em Watts..... | 96 |
| Gráfico 4.2 - Curva de potência de um gerador eólico terrestre de 2 MW | 109 |
| Gráfico 4.3 - Dimensionamento para o dia 19 de Agosto | 118 |
| Gráfico 4.4 - Dimensionamento para o dia 28 de Agosto | 118 |
| Gráfico 4.5 - Gerador eólico a operar a 50% de capacidade; Mar-morto entre as 21:00h- 22:00h para o dia 19 de Agosto..... | 119 |
| Gráfico 4.6 - WindFloat a operar a 50% de capacidade; Mar-morto entre as 21:00h-22:00h no dia 28 de Agosto..... | 120 |
| Gráfico 4.7 - Cenário 2 para o dia 19 de Agosto..... | 121 |
| Gráfico 4.8 - Cenário 2 para o dia 28 de Agosto..... | 121 |
| Gráfico 4.9 - Fenómeno de mar-morto (03:00h-04:00h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2..... | 122 |
| Gráfico 4.10 - Fenómeno de mar-morto (09:45h-10:45h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2..... | 123 |
| Gráfico 4.111 - Fenómeno de mar-morto (21:00h-22:15h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2 | 123 |
| Gráfico 4.12 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 100% de capacidade para o dia 19 de Agosto | 125 |
| Gráfico 4.13 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 100% de capacidade para o dia 28 de Agosto | 126 |
| Gráfico 4.14 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 50% de capacidade para o dia 19 de Agosto | 127 |

| | |
|---|-----|
| Gráfico 4.15 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 50% de capacidade para o dia 28 de Agosto | 127 |
| Gráfico 4.16 - Cenário 4 ideal para o dia 19 de Agosto (sem mar-morto)..... | 129 |
| Gráfico 4.17 - Cenário 4 ideal para o dia 28 de Agosto (sem mar-morto)..... | 129 |
| Gráfico 4.18 - WindFloat a operar a 50% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 19 de Agosto de 2015 | 130 |
| Gráfico 4.19 - WindFloat a operar a 50% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 28 de Agosto de 2015 | 131 |
| Gráfico 4.20 - WindFloat a operar a 0% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 19 de Agosto de 2015 | 132 |
| Gráfico 4.21 - WindFloat a operar a 0% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 28 de Agosto de 2015 | 132 |

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

| | |
|----------|---|
| APREN | Associação Portuguesa de Energias Renováveis |
| AT | Alta Tensão |
| BT | Baixa Tensão |
| DAPR-AER | Departamento de Ativos e Planeamento de Redes - Área de Estudo de Redes |
| DGEG | Direção-Geral de Energia e Geologia |
| EDA | Eletricidade dos Açores |
| EDP | Energias de Portugal |
| DPLAN | <i>Distribution Planning</i> |
| EFACEC | Empresa Fabril de Máquinas Eléctricas |
| ENF | Energia Não Fornecida |
| EPRI | <i>Electric Power Research Institute</i> |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> |
| INETI | Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação |

| | |
|---------|---|
| IPMA | Instituto Português do Mar e da Atmosfera |
| ISEP | Instituto Superior de Engenharia do Porto |
| IST | Instituto Superior Técnico |
| MATLAB | <i>MATrix LABoratory</i> |
| MEE-SEE | Mestrado de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia |
| MT | Média Tensão |
| OCR | Órgão de Controlo Remoto |
| PD | Produção Descentralizada |
| PT | Posto de Transformação |
| REI | Rede Eléctrica Inteligente |
| REN | Rede Eléctrica Nacional |
| RQS | Regulamento da Qualidade de Serviço |
| SE | Subestação |
| SEE | Sistemas Eléctricos de Energias |
| SIT | Sistema de Informação Técnico |
| SMES | <i>Superconducting magnetic energy storage</i> |
| UE | União Europeia |

Capítulo 1

Introdução

1.1. Contextualização

Este trabalho surgiu com o objetivo de possibilitar a rede de estudo numa rede elétrica capaz de funcionar em ilha isolada, dando maior foco ao estudo de tecnologias de energias renováveis, face às energias fósseis.

Tal decisão, deveu-se ao facto de que, apesar das energias fósseis serem capazes de sustentar as necessidades energéticas de uma rede isolada, a longo prazo não foram aqui consideradas como solução adequada, visto serem provenientes de fontes poluentes com recursos finitos.

É necessário analisar de que forma a rede vai variar ao longo do tempo, tendo de cumprir com as exigências de qualidade e de segurança atuais, fornecendo uma resposta rápida e eficaz a possíveis imprevistos que possam ocorrer.

Para tal, procedeu-se ao isolamento da rede elétrica designada, através da aplicação de software proprietária DPLAN – *Distribution Planning*, simulando os comportamentos da rede face às novas alterações, e tendo em conta os dados geográficos/climáticos da zona para analisar a viabilidade da utilização das energias renováveis.

A rede elétrica para o nosso local de estudo, estará acoplada à rede elétrica de Portugal Continental, e só atuará em funcionamento isolado quando for necessário.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho foi estudar a possibilidade de uma rede elétrica funcionar como rede isolada, garantindo assim continuidade de serviço.

Foi essencial procurar novas fontes alternativas de produção de energia elétrica, estudar a sua possível implementação na nossa rede isolada, avaliar entre cada uma delas os benefícios e custos existentes.

Dada a complexidade inerente a este objetivo, foi necessário simplificar o estudo deste dimensionamento, dividindo-o em múltiplas tarefas de realização:

- Estudo da rede-alvo quanto aos seus potenciais recursos energéticos e características de consumo ao longo dos anos;
- O estudo da aplicação DPLAN, nomeadamente o conceito e implementação de equipamentos de rede elétricos;
- Explorar a perspetiva atual das várias energias renováveis existentes e em desenvolvimento, e analisar a sua possível implementação no terreno;
- Estudar de que maneira é que as nossas alterações vão influenciar a rede e determinar qual o melhor dimensionamento;
- Efetuar uma análise económica de investimento e determinar qual a melhor alternativa financeira a longo prazo.

1.3. Estrutura do Relatório

O relatório encontra-se dividido em 7 capítulos. O capítulo 1 pretende introduzir o contexto do trabalho e quais os objetivos estabelecidos ao longo deste relatório.

Os capítulos 2 e 3, referem-se ao estado da arte do trabalho, introduzindo os tópicos e tecnologias associados ao tema do relatório.

O capítulo 4 introduz o nosso caso de estudo, onde são implementados e estudados vários cenários, quanto à sua viabilidade operacional.

O capítulo 5 apresenta uma análise de viabilidade económica quanto ao melhor cenário obtido, pretendendo determinar a exequibilidade do cenário obtido.

O capítulo 6 indica e descreve os softwares utilizados pelo autor, ao longo do relatório.

O capítulo 7 apresenta uma conclusão do trabalho realizado, bem como propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Produção Descentralizada

A produção descentralizada baseia-se num tipo de produção, que é geralmente composto por pequenas unidades de produção (centenas de kW a algumas dezenas de MW), que podem ser ligadas à rede BT, MT ou AT, de maneira dispersa. [1]

A produção descentralizada, é pela sua dispersão geográfica, e onde recentemente, têm sido desenvolvidos os conceitos de sistemas de controlo e comando inteligentes. [1]

É o oposto da produção centralizada, que geralmente recorre a grandes centrais de produção, caracterizadas pela sua grande concentração de potência em alguns pontos determinados da rede, previstos para serem comandados de maneira centralizada. [1]

Para o nosso caso, vamos ter uma produção descentralizada, estando ligada à rede elétrica de distribuição de energia nacional. Existem vários aspetos a ter em conta, quando se integra produção distribuída ao nível das redes de distribuição:

- Considerar incertezas e previsões quanto aos cenários de consumo e níveis de produção, garantindo sempre a existência da continuidade de serviço;
- Identificar os locais onde podem obter-se maiores benefícios com a produção descentralizada;
- Considerar os custos e benefícios para todas as partes envolvidas;
- A produção descentralizada pode ser estruturada em duas categorias;

- Auto-produção;
- Produção autónoma.

A auto-produção corresponde às atividades de uma empresa ou residência(s), onde elas próprias são capazes de produzir a energia elétrica necessária, para cobrir em parte ou em totalidade, as suas necessidades energéticas. [1]

A produção autónoma destina-se a empresas ou residência(s), cuja atividade principal é a produção de energia elétrica com a intenção de venda a um distribuidor ou, através de um intermediário, aos consumidores. Corresponde a fontes de energia elétrica conectadas, mas não pertencentes à rede. [1]

A produção descentralizada traz várias vantagens que justificam a sua implementação ao nosso projeto:

- Necessário pouco espaço para instalação – devido à sua dispersão, é mais fácil encontrar sítios disponíveis para a sua instalação;
- Instalação próxima de carga – redução de custos em perdas;
- Autonomia energética – permitem o funcionamento independente da rede elétrica, prevenindo a falha do serviço de energia.

2.1. Influência da Produção Descentralizada na Tensão de Distribuição

Nas redes de distribuição MT e BT tradicionais (fonte de energia única), o trânsito de potências ocorre sempre num único sentido, da fonte para os consumidores, e são constituídas por circuitos elétricos passivos, devido aos fluxos de potência ativa e reativa serem determinados pelas cargas, e deslocam-se de níveis de tensão superiores para inferiores. [1]

Os níveis de tensão para essas redes de distribuição, têm o seu valor máximo próximo das fontes, e vai diminuindo à medida que a distância é maior.

Nas redes de distribuição MT e BT descentralizadas, os trânsitos de potências e as tensões deixam de ser determinados somente pelas cargas, mas também pelas fontes descentralizadas, podendo-se deslocar de tensões menores para tensões superiores. [1]

Na Figura 2.1, temos a representação dos perfis de tensão de MT, entre uma produção centralizada (1) e descentralizada (2).

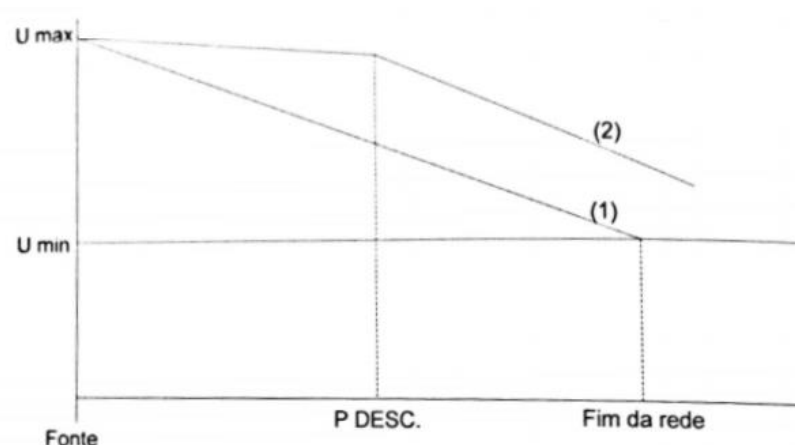


Figura 2.1 – Perfil entre uma produção centralizada (1) e descentralizada (2) [1]

2.2. Sistemas de Monitorização e Controlo

De maneira a obter o melhor rendimento possível ao nosso sistema elétrico, um bom controlo e monitorização constante é essencial.

Qualquer sistema que ignore estes conceitos, estará a limitar a sua utilidade prática, pois estas características irão fornecer uma operação mais segura e fiável à nossa rede elétrica.

Um dos conceitos que melhor reflete este ideal, são as redes elétricas inteligentes (*smart-grids*).

As redes inteligentes permitem que os fornecedores e consumidores de eletricidade, compartilhem informações em tempo real, usando tecnologia de informação, de maneira a maximizar a eficiência energética, sustentar todas as opções de geração e armazenamento, e antecipar e responder, de forma independente, a anomalias do sistema.

É uma evolução da rede, que permite fluxos bidirecionais de energia e recorre a comunicação bidirecional e capacidades de controlo que garante um vasto leque de aplicações e funcionalidades.

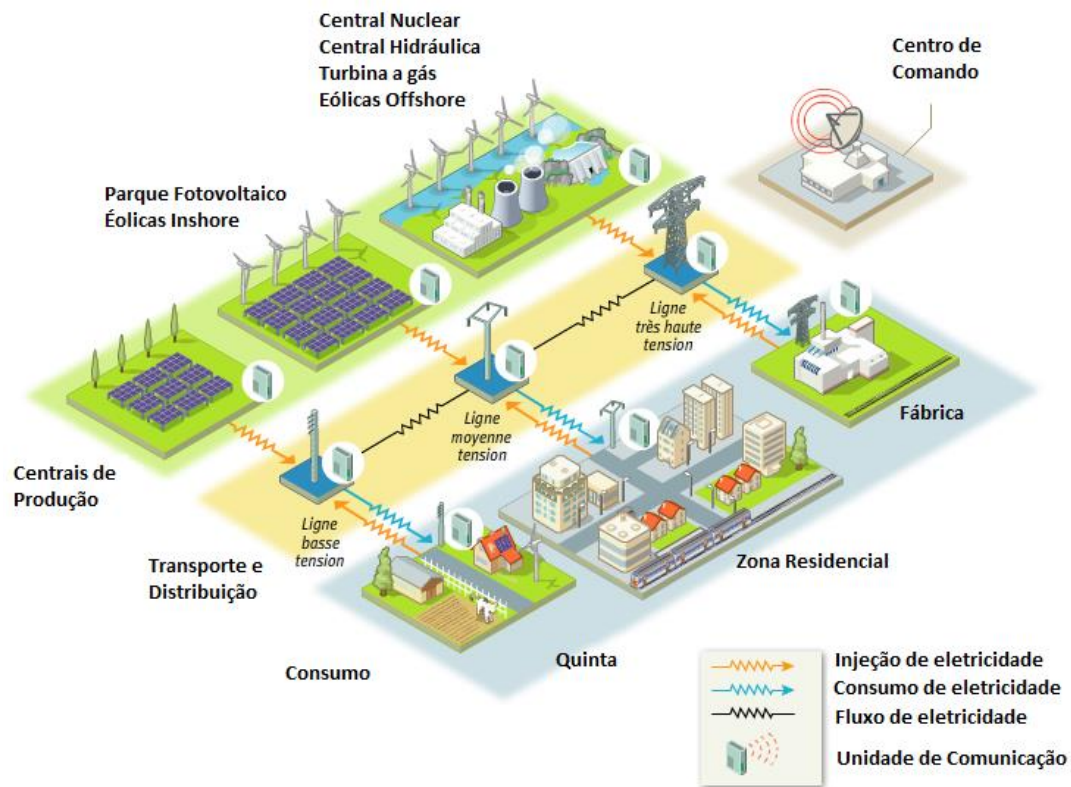


Figura 2.2 - Smart-Grid [2]

Em termos gerais, pode-se dizer que as redes inteligentes são a aplicação da tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência (SEP), integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura da rede automatizada.

Envolve a utilização de sensores nas linhas da rede de energia elétrica e um sistema de comunicação de duas vias dos diversos dispositivos e autómatos dos ativos.

Esses sensores detetam informações sobre a operação e desempenho da rede, tais como tensão e corrente, e são recebidos por um sistema analítico central, que analisa os dados e determina o que deve ser feito para melhorar o desempenho da rede.

Por exemplo, num caso em que temos a tensão muito alta, o software irá instruir um dos dispositivos já instalados na rede para reduzir a tensão, economizando assim a energia gerada e contribuindo para a redução das emissões de carbono. [3]

Benefícios:

- Eficiência: implica um menor consumo de energia para fornecer o mesmo nível ou melhor qualidade do serviço aos seus clientes;
- Reduz os custos e as emissões de carbono;
- Fiabilidade: a rede inteligente irá detetar quando os ativos de uma rede têm falha total ou parcial, diminuindo o tempo de reparação/substituição;
- A rede elétrica inteligente permite isolar o impacto de uma falha ao nível dos clientes, de forma a que o menor número possível seja afetado quando ocorre uma falha de energia;
- Capacidade de multi-suporte a vários tipos de equipamentos de produção.

2.3. Energias Renováveis

As energias renováveis têm tido uma adaptação crescente ao longo dos anos, sendo vistas como a principal resposta à utilização de combustíveis fósseis poluentes.

As principais vantagens da sua utilização, devem-se ao fato de serem tecnicamente inesgotáveis, a sua característica não poluente e a sua capacidade em ser exploradas localmente, o que permite diminuir a dependência energética relativamente a países cuja principal exportação é o gás natural e o petróleo.

Apesar das suas vantagens face às tecnologias de produção fósseis, a intermitência é um dos principais problemas que envolvem as tecnologias de energias renováveis (eólicas, ondas, solar,

etc.), visto que nem sempre temos as condições adequadas para a produção de energia (céu nublado, ventos parados, mar calmo, etc.).

2.3.1. Energia Eólica

O primeiro registo histórico do aproveitamento da energia eólica sob o tipo de pás, tem origem na Pérsia, por volta de 200 A.C., e tinha como fim o bombeamento de água e moagem de grãos, sob a forma de cata-ventos (moinho de eixo vertical).

O conceito inicial persistiu até o século XII, quando começaram a ser utilizados moinhos de eixo horizontal na Inglaterra, França e Holanda, entre outros países.

Estes novos cata-ventos não só tinham com função o bombeamento de água, mas foram utilizados também para a produção de óleos vegetais, fabrico de papel, serrarias para processar madeiras, etc.



Figura 2.3 – Cata-vento holandês [4]

O início da adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica teve início no final do século XIX, onde poucas firmas americanas produziam esses cata-ventos modificados (capazes de produzir até 1000W de corrente contínua) e vendiam-nos a fazendeiros.

Ao longo do século XX, a tecnologia sofreu um avanço considerável, cada vez mais aumentando a sua capacidade de produção energética, de maneira a rivalizar a indústria dos produtores de energia fóssil.

Atualmente a energia encontra-se implementada produzindo uma parte cada vez maior da energia global. A Alemanha é um dos mais importantes mercados de energia eólica, com a segunda maior quantidade de capacidade de energia eólica (23.903 MW em 2008), sendo que os EUA ocupam o primeiro lugar. Juntamente com a Alemanha e os EUA, a Espanha, a França, a Dinamarca, a China e a Índia são os maiores utilizadores de energia eólica para produção de eletricidade.

A indústria da energia eólica, com o crescente volume de exportações, tornou-se um importante mercado global e um fator económico. [5] [6]

2.3.2. Características de uma Turbina Eólica

Na Figura 2.4, temos uma representação de uma curva de potência típica de uma turbina eólica.

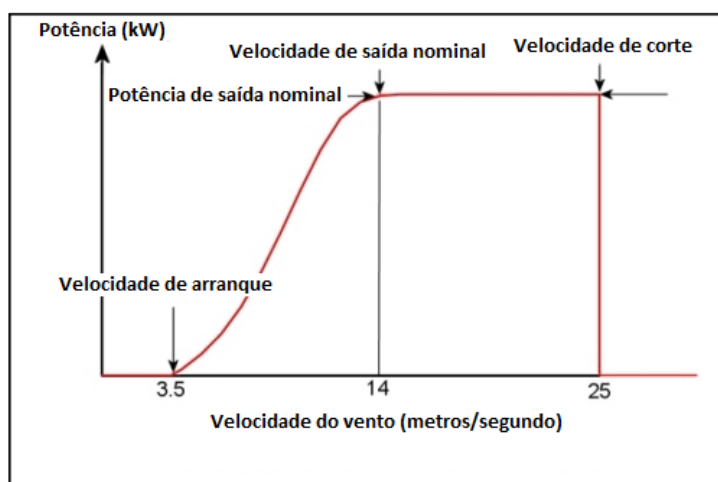


Figura 2.4 – Curva de potência de turbina eólica [7]

Onde:

- Velocidade de arranque – velocidade do vento necessária para que haja movimento na turbina, capaz de gerar energia elétrica (3-4 m/s).
- Potência nominal de saída e velocidade nominal de saída – à medida que a velocidade do vento aumenta em relação à velocidade de arranque, aumenta a potência de saída elétrica. No entanto, para velocidades de vento entre 12 a 17 m/s, é atingido o limite de potência de saída que o gerador elétrico é capaz de produzir. Este limite para a saída do gerador é chamado de saída de potência nominal e a velocidade do vento na qual é atingido é chamada velocidade de vento de saída nominal.
- Velocidade de corte – à medida que a velocidade aumenta em relação à velocidade nominal, as forças que atuam sobre a estrutura da turbina continuam a aumentar, podendo originar danos ao rotor. Quando a velocidade é superior a 25 m/s, é utilizado um sistema de travagem para forçar a paragem do rotor. [8]

A potência disponível num fluxo de vento da mesma área de seção transversal que a turbina eólica pode ser facilmente demonstrada pela fórmula:

$$\frac{1}{2}\rho U^3 \frac{\pi d^2}{4} \quad (2.1)$$

Se a velocidade do vento U estiver em metros por segundo, a densidade ρ (kg/m^3) e o diâmetro do rotor d (m), então a potência disponível terá de estar representada por watts. O coeficiente de potência (μ) da turbina eólica é definido como a potência real a dividir pela potência disponível.

$$\mu = \frac{\text{Potência}}{\frac{1}{2}\rho U^3 \frac{\pi d^2}{4}} \quad (2.2)$$

O limite teórico sobre a quantidade de energia que pode ser extraída por uma turbina eólica de uma corrente de ar, é denominado por limite de Betz:

$$\mu = \frac{16}{27} \approx 59\% \quad (2.3)$$

Este limite nada tem a ver com ineficiências no gerador, mas sim na própria natureza das turbinas eólicas.

Os aerogeradores extraem energia ao desacelerar o vento. Para um aerogerador ser 100% eficiente, necessitaria de garantir uma paragem total na massa de ar em deslocação, mas nesse caso, seria necessária uma massa sólida que cobrisse 100% da área de passagem da massa de ar, impedindo a rotação do rotor, sendo impossível converter energia cinética em mecânica. No outro caso, se tivéssemos um aerogerador com apenas uma pá de rotor, a maior parte do vento que atravessaria essa pá “falhava”, mantendo a sua energia cinética.

Entre estes dois casos, existe um pico ou ponto máximo de rendimento, que é o limite de Betz. [9] [10]

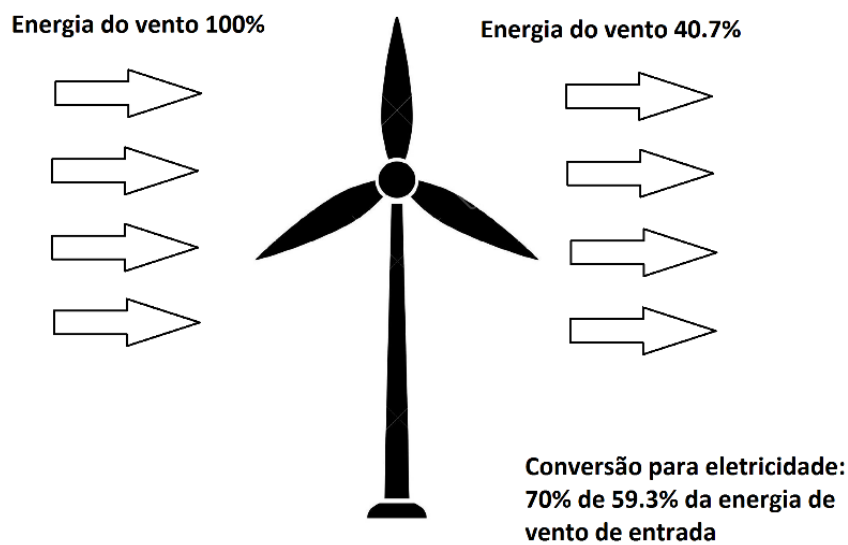


Figura 2.5 – Exemplificação do limite de Betz [10]

Na Figura 2.5, a turbina eólica converte 70% do limite de Betz em eletricidade. Portanto, o coeficiente de potência desta turbina eólica seria $0,7 \times 0,59 = 0,41$. Portanto, esta turbina eólica

c) Torre.

Seguidamente são explicados com mais detalhe os constituintes:

a) Rotor

Elemento de fixação das pás que transmite o movimento de rotação para o eixo de movimento lento. Um de seus principais componentes é o sistema hidráulico que permite o movimento das pás em distintas posições para otimizar a força do vento ou parar a turbina por completo.

Os aerogeradores com rotor de eixo horizontal constituídos por 3 pás, são os mais conhecidos e os mais utilizados para a produção elétrica em grande escala, impulsionados apenas pela força da sustentação.

Estes apresentam também maior eficácia pela sua menor resistência ao ar, podendo atingir os 45% de eficiência. A gama de potências dos aerogeradores pode variar desde os 100 W (comprimento das pás da ordem de 1 metro) até cerca de 8 MW (longitude das pás superior a 80 metros). [1]



Figura 2.7 – Rotor [11]

b) Cabina (Nacelle)

Na cabina encontram-se instalados o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador e o mecanismo de orientação direcional.

No topo da cabina temos instalado o anemómetro e sensor de direção do vento.

De modo a ser possível extrair a máxima energia possível, é necessário que o rotor fique alinhado com a direção do vento, logo, com o auxílio do mecanismo de orientação direcional, este vai rodar a cabina (e o rotor instalado na mesma) para ficar corretamente posicionada. [1]



Figura 2.8 – Cabina [12]

c) Torre

A torre é responsável por suportar a cabina e elevar o rotor até uma altura onde a velocidade do vento é maior, podendo atingir alturas superiores a 100 metros.

Atualmente o tipo de torre mais utilizado é a torre tubular, geralmente constituídas por aço ou betão, onde os diversos troços são fixados no local com o auxílio de uma grua.

Estas torres têm de ser dimensionadas de forma a suportar cargas significativas e exposição ao ambiente ao longo do seu período de vida útil (20 anos). [1]



Figura 2.9 – Torre tubular [13]

2.3.4. Fundações

As fundações das turbinas podem ser caracterizadas como inshore, com uma profundidade do mar a variar entre 0 a 50 metros, e offshore, para profundidades superiores a 50 metros.

As fundações inshore costumam implicar obras de fixação no fundo oceânico desafiadoras, sendo normalmente utilizadas as estruturas do tipo monopilares e de tripé.

Para as turbinas offshore, são utilizadas as estruturas flutuantes, que são um tipo de fundação que permite suportar a turbina, sem ser necessário fazer obras extensíveis no fundo oceânico, permitindo gerar eletricidade em profundidades de água onde torres montadas no fundo não são viáveis.

As estruturas normalmente utilizadas são do tipo “*Tension Leg Platform*”, Semissubmersível e *Spar buoy*.

Como o vento é tipicamente mais consistente e mais forte sobre o mar, devido à ausência de características topográficas que interrompem o seu fluxo, as estruturas flutuantes têm um bom potencial de crescimento nesta indústria. [14]

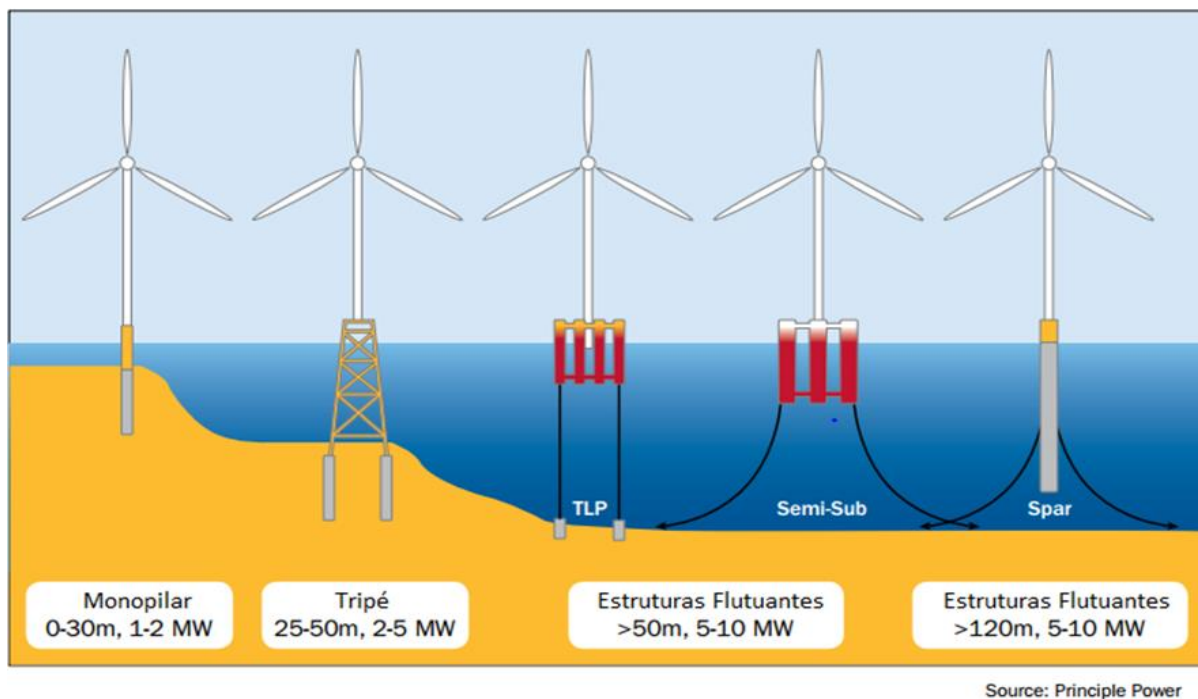


Figura 2.10 - Fundações eólicas marítimas [15]

- Monopilar: estrutura que recorre a um pilar de aço cilíndrico com um diâmetro entre 3,5 a 4,5 metros para suportar a turbina eólica. O pilar é introduzido entre 10 a 20 metros de profundidade do fundo oceânico [14]
- Tripé: os pilares são instalados de maneira a serem capazes de ancorar o tripé ao fundo oceânico, transferindo o peso da torre por três pilares de aço. Os três pilares são instalados entre 10 a 20 metros de profundidade do fundo oceânico. [14]
- Tension Leg Platform (TLP): estrutura semissubmersível que recorre à aplicação de bóias. A plataforma encontra-se fixada com cabos de amarre sob tensão à coluna central, ancorados ao fundo do oceano através de um sistema de âncoras para garantir fluabilidade e estabilidade. [14]

- Spar Buoy: estrutura que recorre a uma grande boia cilíndrica que estabiliza a turbina eólica utilizando o lastro. O centro de gravidade é muito mais baixo na água do que o centro da flutuabilidade. Apesar de as partes inferiores da estrutura serem pesadas, as partes superiores são geralmente elementos vazios perto da superfície do mar, que provocam uma elevação no centro da flutuabilidade. [14]
- Semi-Sub: estrutura semissubmersível que recorre à combinação entre a tecnologia de flutuantes usadas pela TLP e SPAR para obter estabilidade. [14]

2.3.5. Custos de Instalação

Na tabela 2.1, podemos observar uma comparação entre as duas tecnologias de produção eólica existentes: a Onshore e a Offshore. [16]

Tabela 2.1 [16]

| | Onshore | Offshore |
|--|-----------|-----------|
| Custo de capital de investimento (€/kW) | 1550-2240 | 3015-4570 |
| Custo da turbina eólica (%) (1) | 65-84 | 30-50 |
| Custo de ligação à rede (%) (2) | 9-14 | 15-30 |
| Custo de construção (%) (3) | 4-16 | 15-25 |
| Outros custos (%) (4) | 4-10 | 8-30 |

(1) custos associados à turbina eólica incluem a sua produção, transporte e instalação.

(2) os custos de ligação à rede incluem cablagem, subestações e edifícios.

(3) os custos de construção incluem o transporte e a instalação da turbina e da torre eólica, bem como as suas fundações de suporte.

(4) os outros custos associados à instalação de uma central eólica podem incluir custos de desenvolvimento e engenharia, licenças e consultorias, processos de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA) e sistemas de monitorização.

Atualmente as tecnologias offshore de aproveitamento do vento ainda se encontram numa fase inicial, o que implica custos elevados na sua elaboração.

De acordo com os dados obtidos em 2014 pela “Clean Energy Pipeline”, no gráfico 2.1 podemos observar de que forma as despesas de capital (CAPEX) estão distribuídas atualmente numa instalação de uma turbina eólica offshore. [16]

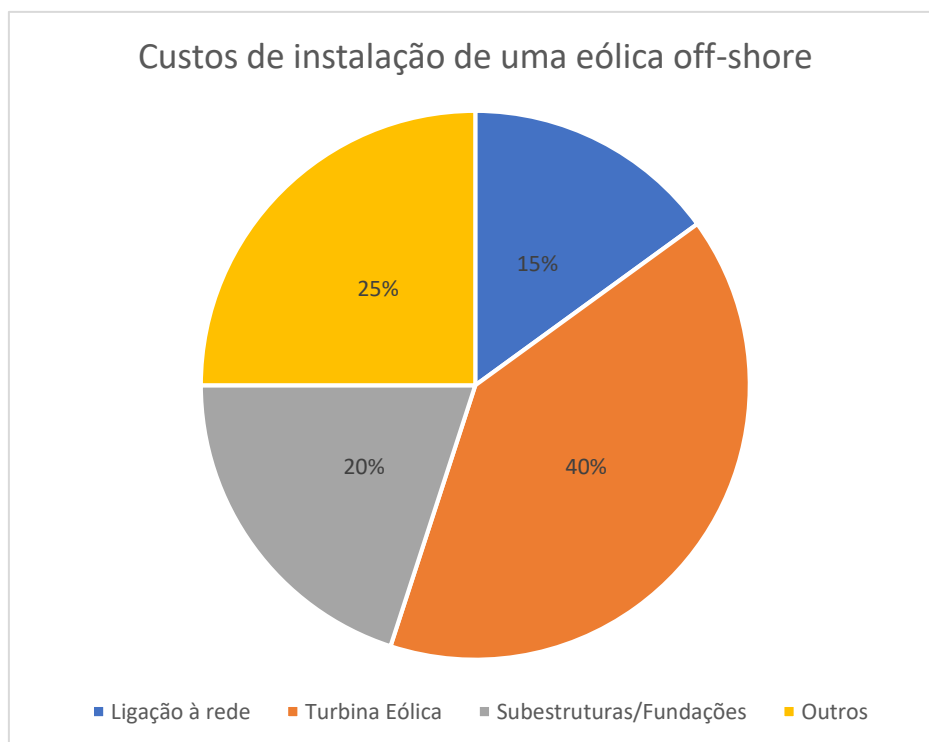


Gráfico 2.1 [17]

- Turbina eólica: inclui as lâminas, torre e transformador;
- Mão-de-obra: inclui custos de construção para a preparação do local e das fundações para as torres;

- Ligação à rede: inclui os transformadores e as subestações, e os cabos de ligação para o local de distribuição ou de transmissão da rede elétrica;
- Outros: pode incluir também a construção de infra-estruturas, centros de controlo, projetos de consultoria, etc.

O desenvolvimento da tecnologia em larga escala, juntamente com a utilização de um conjunto de normas universais de qualidade, implicaria uma diminuição nos custos. Os esforços constantes para inovar a tecnologia (redução do tamanho da turbina, melhoria nas estruturas, entre outros) também garantem que a tecnologia seja uma alternativa cada vez mais viável.

Está previsto que até 2020, o custo de implementação destas tecnologias diminua, custando entre 3,3 a 3,8 milhões de euros. [16]

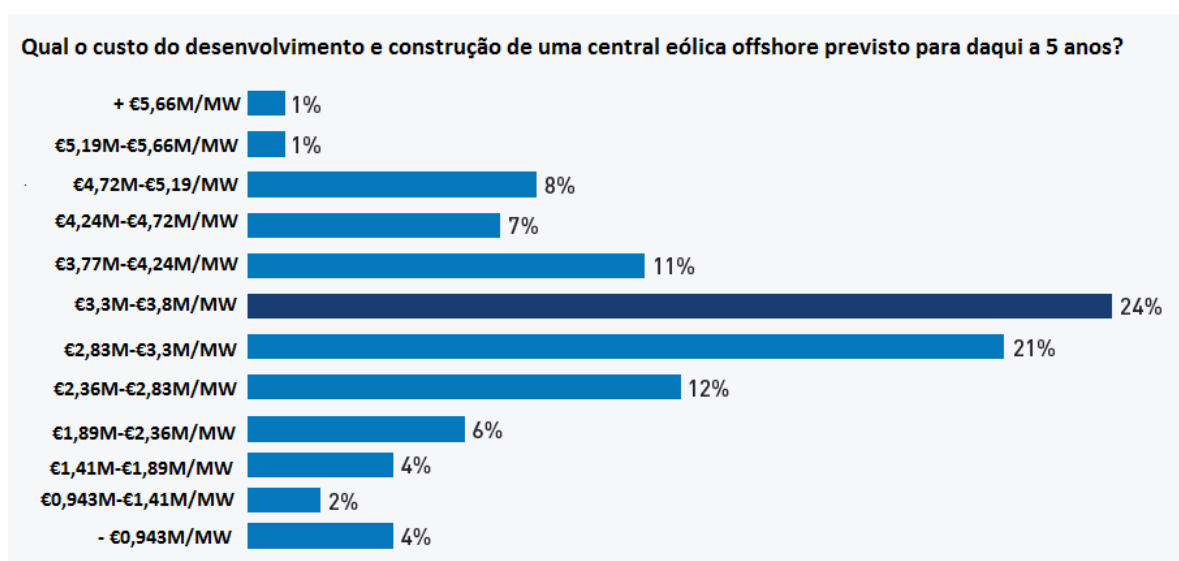


Figura 2.11 – Estimativa do custo de uma central eólica offshore até 2022 [16]

2.3.6. Vantagens e Desvantagens

As energias eólicas são apontadas como sendo uma das respostas à produção renovável de energia, comportando numerosas vantagens face às energias tradicionais finitas, bem como outras na mesma área das renováveis.

Contudo, apresenta também desvantagens e impactos significativos principalmente no uso de grandes aerogeradores, parques e usinas eólicas.

Vantagens:

- Fonte inesgotável – só está dependente do movimento do vento;
- Zero emissão de gases/resíduos;
- Benefícios socio-económicos – rápido retorno de investimento, criação de postos de trabalho, menores custos na compra de energia;
- Pouca manutenção – consegue ser operado de forma remota e não necessita de operação manual exceto em casos específicos;
- Fácil instalação - requer pouco espaço geográfico.

Desvantagens:

- Risco de incêndio – quando ocorre um incêndio, pode dar origem à perda total da unidade, sendo totalmente consumida e não podendo ser reparada;
- Condições climáticas extremas – esta situação inclui normalmente a existência de ventos fortes excessivos, relâmpagos, acumulação de gelo nas pás, o que pode provocar falhas nos travões e nas pás, levando à inatividade da máquina;
- Falhas nos equipamentos – defeitos de fabrico, falhas mecânicas, incumprimento das práticas de manutenção pode levar a uma avaria prejudicial, o que pode originar a falha no funcionamento;
- Poluição sonora - o som do vento bate nas pás produz um ruído constante de 43dB(A), o que pode implica a sua instalação longe das zonas habitacionais.

2.3.7. Projetos Existentes

2.3.7.1. Fukushima, Japão

No Japão, o grupo corporativo Marunebi está atualmente a desenvolver uma central piloto offshore de geradores eólicos flutuantes de 16 MW, a 19 km da costa de Fukushima.

A primeira turbina flutuante de 2MW foi ligada à rede elétrica em Novembro de 2013, originando um custo capital de aproximadamente 14 milhões de euros por MW.

Espera-se que as próximas duas turbinas (7MW e 5 MW) sejam instaladas a um custo de 7 milhões de euros por MW, que apesar do valor ser significativamente menor, continua a ser mais caro do que instalar turbinas convencionais de suporte fixo.

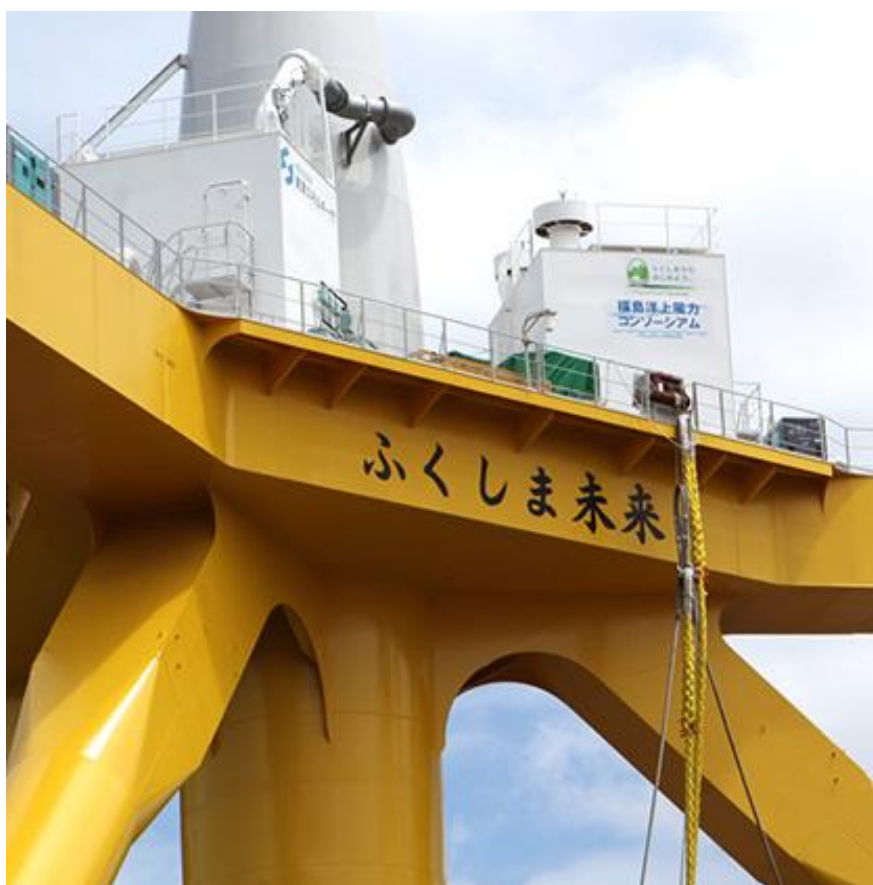


Figura 2.12 – “Fukushima MIRAI” Turbina eólica flutuante de 2 MW [18]

2.3.7.2. Aguçadoura, Portugal

O WindFloat é um projeto piloto para criar várias centrais eólicas offshore em águas profundas, a instalar na costa portuguesa, perto de Aguçadoura.

Este projeto foi conduzido pela EDP Inovação em parceria com a EDP Renováveis e pela Marine Innovation & Technology, sendo a patente detida pela Principle Power.

Foi ligado à rede elétrica nacional em finais de Dezembro de 2011, tendo sido posto fora de comissão em Agosto de 2016. Tratou-se do primeiro projeto de instalação de turbinas eólicas offshore em todo o mundo que não implicou a utilização de pesados sistemas de construção e montagem no mar, procurando inovar os conceitos atuais relacionados com as estruturas flutuantes.



Figura 2.13 – EDP WindFloat [19]

Esta operação é um conjunto de três fases. Na primeira fase, foi construído e instalado o WindFloat para efeitos de demonstração.

Está previsto entrar numa fase pré-comercial, em que serão instalados três a cinco equipamentos com potências a variar de 5 a 10 MW, e por fim entrará na fase de exploração comercial.

A próxima fase do WindFloat será manter continuidade a uns quilómetros a norte do local original, em Viana do Castelo, onde será instalado o primeiro parque eólico 'offshore' flutuante com esta tecnologia, um projeto que permitirá preparar toda a cadeia de valor para a posterior entrada em fase de exploração comercial.

Acima desta plataforma flutuante semissubmersível ancorada ao leito do mar, foi montada uma turbina eólica de 2 MW. A sua estabilidade é conseguida através de um sistema de comportas que se enchem de água na base dos três pilares, associadas a um sistema de lastro estático e dinâmico, o que o torna adaptável a qualquer tipo de turbina eólica offshore. Este sistema também tem a vantagem de ser totalmente construído em terra, incluindo a montagem das turbinas, evitando assim difíceis e dispendiosos trabalhos em alto mar.



Figura 2.14 – Conceito de montagem do WindFloat [20]

O WindFloat teve um custo total de 23 milhões de euros ao longo do período de 5 anos e conseguiu injetar na rede um valor superior a 17 GW e revelou um fator de utilização de cerca de 30%.

Peso relativo dos setores envolvidos do projeto de demonstração WindFloat (%)

Total =23 M€

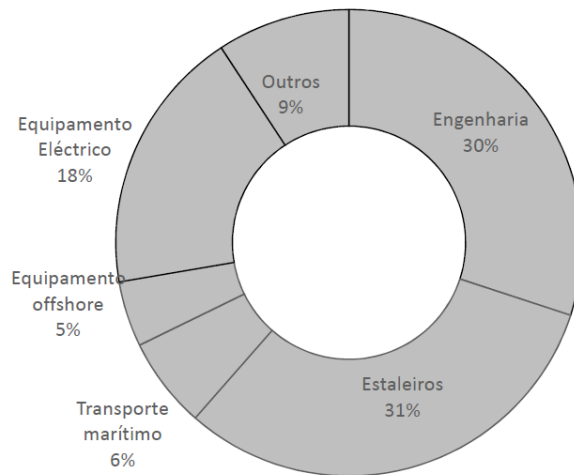


Figura 2.15 – Distribuição de Investimento [21]

De acordo com a Figura 2.12, podemos admitir que existe potencial para a exploração destas tecnologias em Portugal, podendo ser no futuro, capazes de garantir um papel fundamental na área de produção de energia e com uma capacidade de retorno de investimento perceptível.

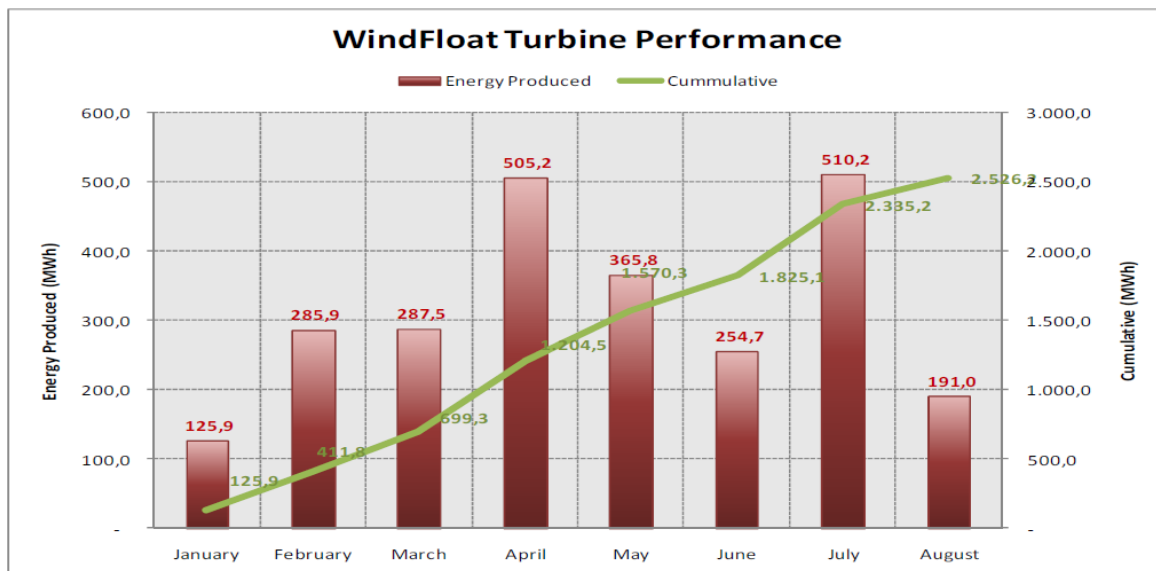


Figura 2.16 – Desempenho do WindFloat [21]

2.4. Energia Fotovoltaica

A radiação solar é a energia emitida pelo Sol, que chega à Terra sob a forma de radiação eletromagnética, e a sua unidade é caracterizada pelo W.

Devido à distância entre o Sol e a Terra, apenas uma pequena parte da radiação atinge a superfície da Terra (aproximadamente duas partes por milhão).

Esta energia atinge a nossa atmosfera terrestre com uma intensidade de cerca de $1,373 \text{ W/m}^2$, e parte dessa energia vai ser refletida novamente para o espaço ou absorvida pela atmosfera.

A radiação disponível à superfície terrestre é denominada como radiação global e pode ser dividida em três componentes:

- Direta - radiação que chega à superfície vinda diretamente do disco solar (cerca de 70% do total da radiação);
- Difusa - radiação que é difratada pelas nuvens e poeiras em suspensão (cerca de 28% do total da radiação);
- Refletida - radiação que chega à superfície ao ser refletida por uma outra superfície (cerca de 2% do total da radiação).

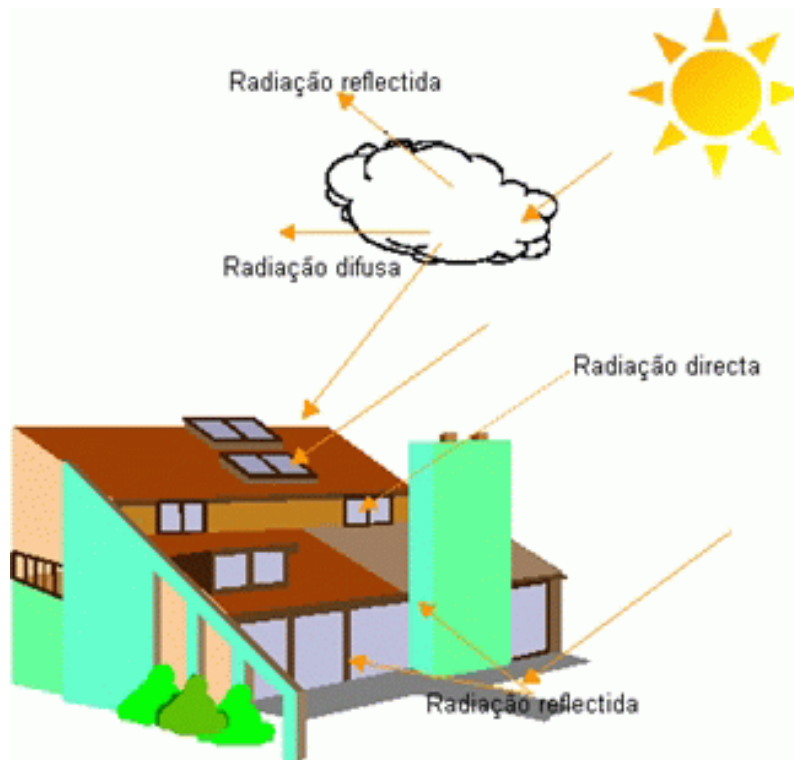


Figura 2.17 – Comportamento da radiação solar [22]

Esta energia, em cada hora, fornece uma quantidade capaz de igualar a energia usada nas atividades humanas num período de um ano, que é cerca de $4,6 \times 10^{20} \text{J}^1$.

A intensidade com que a radiação solar atinge a Terra é designada por irradiância (W/m^2), não sendo constante de local para local, variando de acordo com diversos fatores tais como a posição geográfica na Terra, as condições meteorológicas, a distância entre o Sol e a Terra.

2.4.1. Sistema Fotovoltaico

Um sistema de fotovoltaico é capaz de converter energia solar em energia elétrica.

Um painel solar é constituído por várias células cristalinas interligadas, onde cada célula, é formada por pelo menos duas camadas de materiais semicondutores, onde cada camada possui uma carga positiva e uma negativa.

Quando a luz atinge as células, a maior parte dos fótons que a constituem são refletidos, absorvidos ou passam através da célula. Quando a camada negativa da célula absorver fótons suficientes, os elétrons dessa mesma camada são libertados, migrando para a camada semicondutora positiva, ocorrendo o fenómeno de diferença de potencial (corrente elétrica).

Esta corrente contínua (DC) abandona o painel, e desloca-se para o inversor, que altera a corrente para características do tipo alternado (AC).

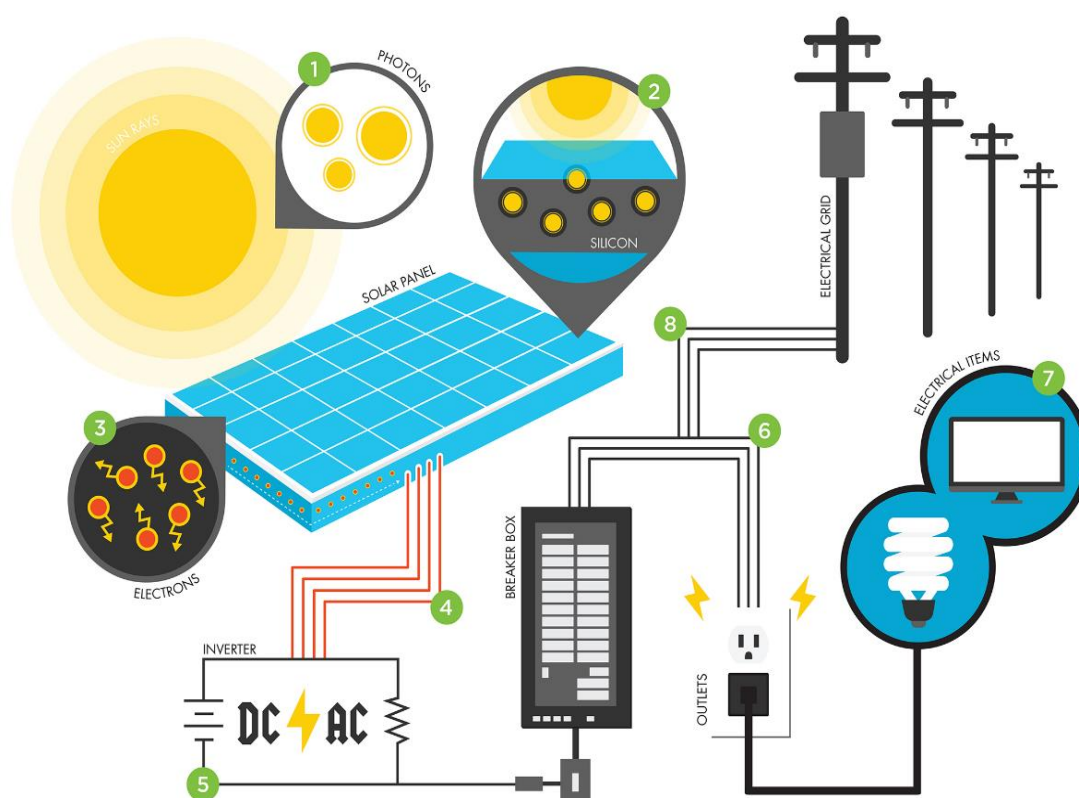


Figura 2.18 – Constituição de um Sistema fotovoltaico [23]

Existem 3 casos de tipo de sistemas de fotovoltaicos:

a) Sistemas conectados à rede (On-Grid Connection):

Os sistemas conectados à rede podem abranger desde uma residência até a um campo de produção de fotovoltaicos (elevado número de painéis fotovoltaicos conectados entre si),

dispensando a utilização de sistemas de armazenamento de energia, e têm como objetivo injetar diretamente na rede toda a energia produzida.

A energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é compatível com a energia da rede através de um inversor. Esta energia é posteriormente contabilizada num contador de produção que mede toda a energia produzida injetada na rede.

b) **Sistemas Isolados (Stand Alone):**

Os sistemas isolados podem recorrer unicamente a um sistema de fotovoltaicos ou a conjunto de várias renováveis, onde a energia produzida será totalmente consumida.

Através de um controlador de carga a energia é armazenada nas baterias, sendo depois convertida de corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC) por um inversor.

Há também sistemas que não têm inversor. Somente os dispositivos construídos para uso com corrente contínua podem ser operados neste sistema, geralmente 12 ou 24 V. Este sistema está completamente isolado da rede elétrica não havendo qualquer possibilidade de injeção de carga na rede, sendo o mais simples e adequado para pequenas instalações.

c) **Sistemas Híbridos (Hybrid Systems):**

Os sistemas híbridos normalmente estão incorporados a um conjunto de várias fontes de energia renováveis, e possuem as vantagens quer dos sistemas conectados à rede, quer dos sistemas isolados, garantindo a conveniência de um sistema conectado à rede acoplado a um sistema de armazenamento de baterias.

Os sistemas híbridos, ao combinar o armazenamento de energia com uma ligação à rede, dispõem da possibilidade de armazenar a energia produzida durante o dia, em vez de injetar na rede, tendo a opção de recorrer a esta energia em períodos cuja energia produzida é menor que à consumida.

Adicionalmente, também vai garantir que não injetamos a energia na rede em períodos nos quais as tarifas de injeção remunerativas são menores.

A maioria destes sistemas são dimensionados de maneira a serem autônomos da rede elétrica, caso haja uma interrupção do serviço de distribuição (um sistema conectado à rede desligava nessa situação), garantindo haver um fornecimento contínuo de eletricidade.

Na ocorrência de a energia produzida pelo sistema fotovoltaico ser incapaz de garantir as necessidades do consumo energético, bem como garantir o carregamento das baterias, o sistema tem a capacidade de carregar as baterias nos períodos onde a taxa de compra de eletricidade é menor, bem como recorrer à rede para compensar desequilíbrios de carga que possam existir.

2.4.2. Instalação de um Sistema Fotovoltaico

De modo a aproveitar o potencial máximo dos nossos equipamentos fotovoltaicos, o nível de insolação tem de ser consistente e a instalação dos painéis tem de estar o melhor otimizada possível para essas condições.

Podemos dividir os requisitos de instalação em três partes:

a) Ângulo de orientação

O ângulo ideal para o painel, se estiver apontado diretamente ao sol, será igual ao ângulo da altura solar, no entanto, como a maior parte dos painéis não se movem, terá de existir um equilíbrio, em função da altura do ano.

No nosso hemisfério, a orientação ideal dos painéis é aquela virada para Sul, onde variações de orientação de $\pm 30^\circ$ e de $\pm 45^\circ$ relativas ao ideal, provocará uma perda de energia solar anual de 2,5% e de 3%-4%, respetivamente.

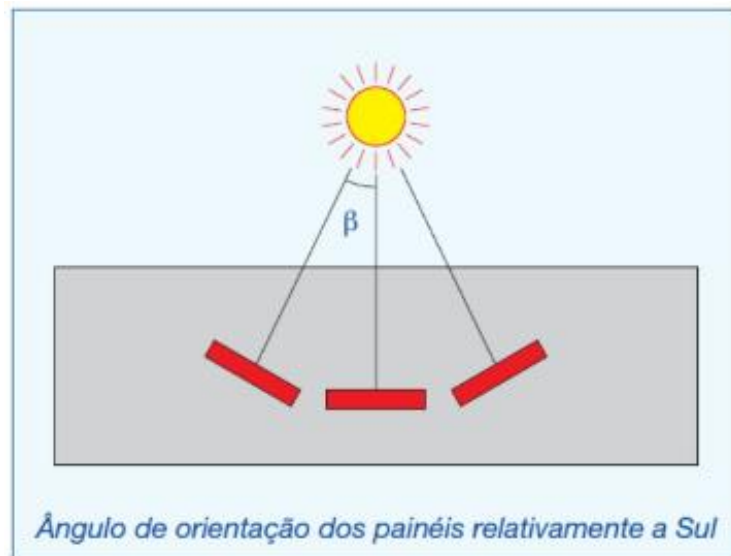


Figura 2.19 – Ângulo de orientação dos painéis relativamente a Sul [24]

b) Ângulo de inclinação

A inclinação do painel terá influência no valor da irradiação que nele incide.

Por norma, nas nossas latitudes, convém usar os seguintes ângulos de inclinação:

- $\alpha = 15/35^\circ$ para instalações com funcionamento no Verão
- $\alpha = 45/60^\circ$ para instalações com funcionamento no Inverno
- $\alpha = 35/50^\circ$ para instalações com funcionamento anual



Figura 2.20 – Ângulo de inclinação dos painéis relativamente ao plano horizontal [24]

c) Zonas de Sombreamento

O ambiente envolvente pode provocar ocorrência de sombras sob os nossos painéis, afetando o rendimento dos mesmos.

É necessário verificar a existência de obstáculos capazes de impedir ou limitar a irradiação direta solar (muros, edifícios, vegetação, ...).

Caso não seja possível contornar estes obstáculos, deve-se fazer os possíveis para que a sombra induzida por estes obstáculos seja limitada ou de curta duração.

De maneira a determinar a existência de possíveis zonas de sombreamento, bem como a sua duração, pode ser feita recorrendo a diagramas solares, capazes de fornecer a posição relativa a cada dia do ano e a cada hora do dia.

Na Figura 2.21, temos um exemplo de um diagrama solar, com uma latitude de 40 graus Norte (latitude para Portugal Continental).

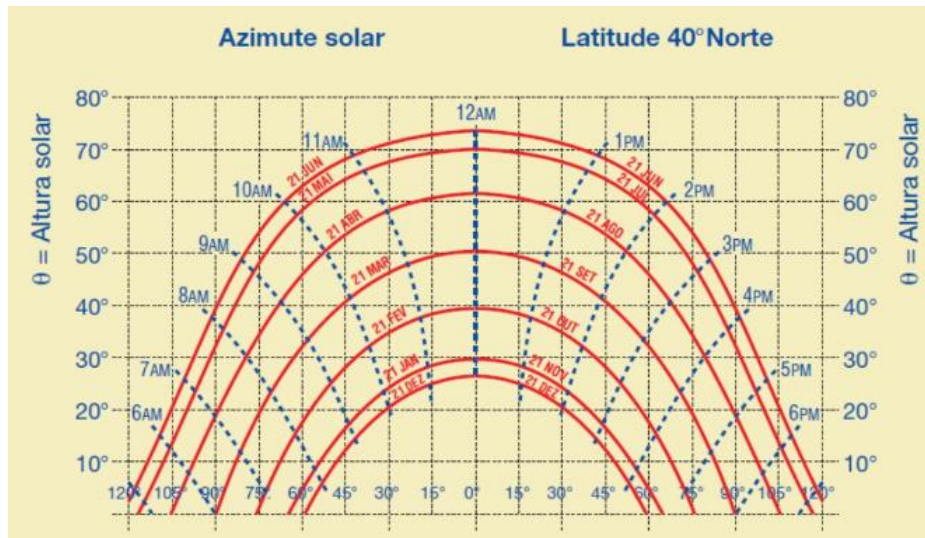


Figura 2.21 - Diagrama Solar [24]

Adicionalmente, para evitar zonas de sombreamento entre painéis, é necessário estabelecer uma distância mínima entre fileiras.

Na Figura 2.22, observa-se a distância aconselhada entre painéis.

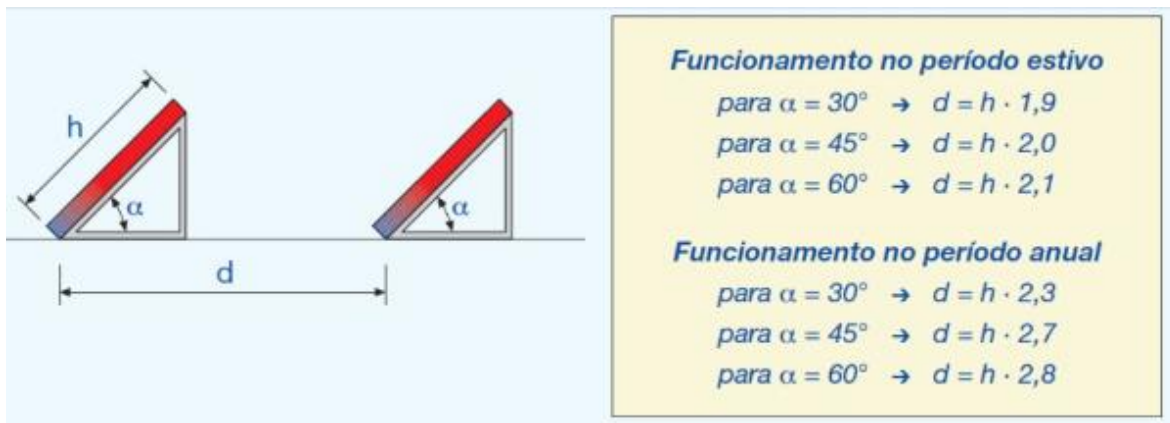


Figura 2.22 - Inclinação ótima dos Painéis [24]

Legenda da figura:

d – Distância entre fileiras, em [m],

h - Comprimento do painel, em [m],

α – ângulo entre a horizontal e o painel, em graus.

Outro método possível para determinar a distância entre painéis, será usar a expressão:

$$\text{Distância} = L \text{ (m)} \times (H_0 - H_m) \quad (2.3)$$

Onde:

L = Valor obtido em função da latitude (Figura 2.20);

H_0 = Altura do painel;

H_m = Altura em relação ao nível do solo em que se encontram instalados os módulos.

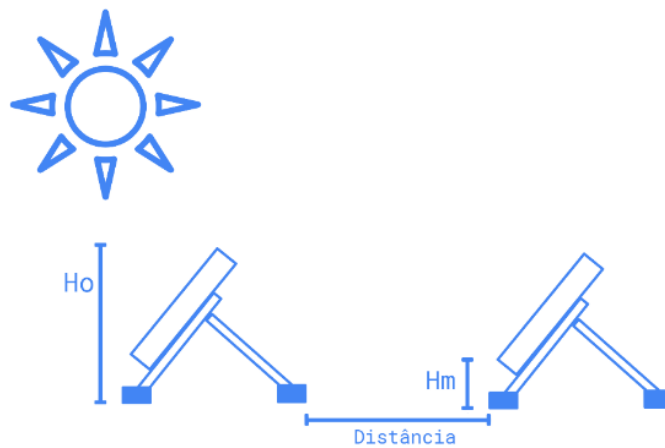


Figura 2.23 - Distância mínima entre os dois painéis

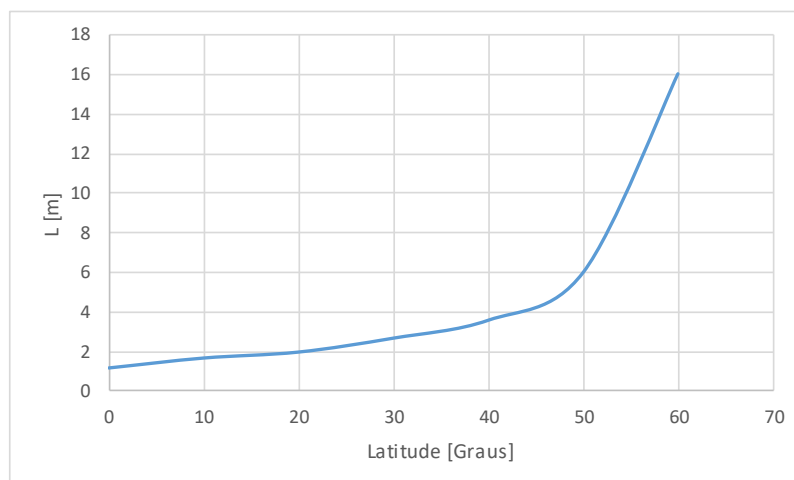


Figura 2.24 - Variação da distância em função da latitude do lugar de instalação

2.4.3. Projetos Existentes

2.4.3.1. Central Fotovoltaica Hércules (Serpa, Portugal)

Esta central fotovoltaica, localizada no concelho de Serpa, possui instalado cerca de 52 mil painéis fotovoltaicos de silício monocristalino (rendimento entre 14 a 18%), com uma potência total de pico de 11 megawatts, ocupando uma área total de cerca de 65 hectares de terreno.

Os painéis estão instalados a 2 metros acima no solo, permitindo assim, que o terreno continue a ser usado para fins agrícolas.

Este projeto tem a capacidade para fornecer energia elétrica a 8000 lares (21 GWh) e reduz a emissão de dióxido de carbono anual para cerca de 19 mil toneladas. A sua construção foi iniciada em maio de 2006 e a inauguração a 28 de março de 2007.

As empresas proprietárias deste parque são a GE Energy Financial Services, a Powerlight Corporation e a Catavento, SA.

O investimento aproximado para este projeto foi cerca de 62 milhões de euros. [25] [26]



Figura 2.25 - Central Fotovoltaica Hércules [27]

2.4.3.2. Central Fotovoltaica da barragem Longyangxia (Província de Qinghai, China)

Esta central fotovoltaica, localizada na província de Qinghai, possui instalado cerca de 4 milhões de painéis fotovoltaicos, capaz de gerar 850 megawatts de eletricidade, ocupando uma área total de cerca de 27 km², sendo a maior instalação fotovoltaica do mundo.

A central de energia solar está integrada com a central hidroelétrica local, que regula automaticamente a saída de carga dos painéis antes de injetar a potência à rede elétrica, atenuando os problemas ligados à produção irregular que surgem nas energias renováveis.

Este projeto tem a capacidade para fornecer energia elétrica a 200.000 lares e o investimento aproximado para a sua realização foi cerca de 798 milhões de euros. [28] [29]



Figura 2.26 - Central fotovoltaica da barragem Longyangxia [30]

2.5. Energia Hídrica

A energia capaz de ser obtida através dos recursos hídricos marítimos, é uma das mais promissoras formas de tecnologia renovável que tem sido estudada nos últimos anos.

As correntes marítimas, ao contrário das outras formas de energias renováveis, são uma fonte consistente de energia cinética criada a partir de ciclos regulares das marés influenciados pelas fases da lua.

No entanto, a previsibilidade das marés é um fator extremamente apelativo quando se trata de gestão de redes e eliminar a necessidade de possuir fontes de energia de combustíveis fósseis.

O estudo da energia das marés, é nada mais nada menos, a exploração de alternativas para aproveitar o movimento das correntes hídricas para produzir eletricidade.

Existem dois cenários em que as marés podem ser usadas para a extração de energia:

- Mudanças dos níveis das marés – fenómeno responsável pelo avanço e recuo das correntes nas zonas costeiras, onde com o auxílio das turbinas, as marés emergentes podem ser manipuladas para gerar eletricidade.
- Força das correntes oceânicas – nos locais onde existem correntes de grande intensidade, temos a possibilidade de instalar turbinas no fundo do oceano, de forma a gerar energia suficiente para mover as lâminas da turbina, tal como nas eólicas.

A energia das marés é considerada uma energia renovável pois estas movem-se em ocorrências diárias previsíveis, dependendo somente das órbitas da Terra, Lua e do Sol, sendo basicamente infinita.

Aproveitar a energia das marés para proveito próprio não é um conceito novo, já sendo utilizado há muitos séculos passados.

Os primeiros registos da utilização desta energia datam até ao século 8 D.C., onde eram usados moinhos de marés, que eram movidos pelo movimento da água, causado pelo desnível das marés nos estuários de rios.



Figura 2.27 - Moinho de maré de Corroios [31]

Com o aparecimento da revolução industrial, o aumento da procura de energia provocou com que os combustíveis fósseis baratos suplementassem a existência destes moinhos, pois oferecia um acesso mais fácil e cómodo à geração de energia.

Na década de 60, surgiram as primeiras concretizações destes projetos, onde no Japão, implementara-se boias de sinalização marítimas alimentadas por energia das ondas, e na França, onde até à atualidade, começou a operar no estuário de La Rance, em St. Malo, a primeira central elétrica moderna de grande escala de marés.

No entanto, só foi após a crise no mercado petrolífero em 1973, que a energia das ondas ganhou alguma relevância nos programas de I&D de alguns países desenvolvidos, com especial

destaque para o Reino Unido, Suécia, Noruega, Dinamarca, Irlanda, Japão e EUA, que fizeram com que surgisse várias centrais piloto do tipo CAO, sendo por isso o dispositivo de aproveitamento de energia das ondas mais estudado e implementado até hoje.

Em 1991, o envolvimento da Comissão Europeia estimulou a investigação nesta área, tendo como objetivo procurar uma fonte de energia renovável não poluente, aproveitando recursos anteriormente ignorados.

Além de várias conferências internacionais de energia das ondas, foi criado um atlas europeu do recurso energético das ondas, à semelhança do que já tinha sido realizado para a energia eólica, e foram construídas duas novas centrais piloto com a tecnologia CAO.

Também sobre a alçada da Comissão Europeia foi criada, entre 2000 e 2003, a Rede Europeia de Energia das Ondas (*European Wave Energy Network*), envolvendo várias equipas de universidades, institutos de investigação e empresas ativas no campo da energia das ondas.

2.5.1. Origem do recurso energético das ondas dos oceanos

A energia das ondas é uma das formas de energia renovável que tem origem na radiação solar. Essa radiação, ao provocar um aquecimento desigual da superfície terrestre, é responsável pelos ventos, que por sua vez, atuam na superfície dos oceanos, originando o movimento da água.

O clima de ondas de um determinado local depende de vários fatores: o fluxo médio de energia transportado pelas ondas, o diagrama de ocorrências, as formas espectrais dominantes no local e a distribuição do fluxo de energia por rumos de propagação de onda.

A potência (ou fluxo médio de energia) presente numa onda, é expressa em kW por metro de frente de onda, e é proporcional ao quadrado da sua amplitude e ao seu período.

A potência pode ser calculada a partir da seguinte fórmula:

$$\frac{H_s^2 \times T_c}{2} \text{ (kW/m)} \quad (2.3)$$

Onde:

H_s – Altura significativa da onda (m)

T_c – Período Energético (s)

Ondas com uma amplitude de 2 m e um período de 8s podem exceder os 50 kW por metro de frente de onda, pelo que a energia das ondas pode ser considerada como uma forma concentrada da energia solar.

A potência média típica de uma onda do mar varia entre os 2 a 3 kW/m², enquanto a radiação solar se situa entre os 100 a 200 W/m² e a energia do vento nos 400 a 600 W/m².

Depois de criadas, as ondas podem viajar milhares de quilómetros no oceano com poucas perdas de energia, visto que como não ocorre o fenómeno de rebentação, esta só efetua movimentos circulares/elípticos quando sobe na crista e depois desce até à cava da onda. No entanto ao chegar a regiões costeiras a densidade de energia presente nas ondas diminui devido ao atrito das massas de água com o fundo do mar.

Este fenómeno deve-se à impossibilidade da água já não se poder mover verticalmente, movendo-se apenas para a frente e para trás, na horizontal.

A energia presente nas ondas é, de um modo geral, menor quanto menor for a profundidade do mar (o que se verifica nas zonas costeiras). Existem, no entanto, fatores naturais que podem ajudar a que mesmo numa linha de costa natural e pouco profunda a energia das ondas seja considerável, tais como formações rochosas que concentram a energia, por difração, num determinado ponto da costa, tal como acontece na central europeia da ilha do Pico.

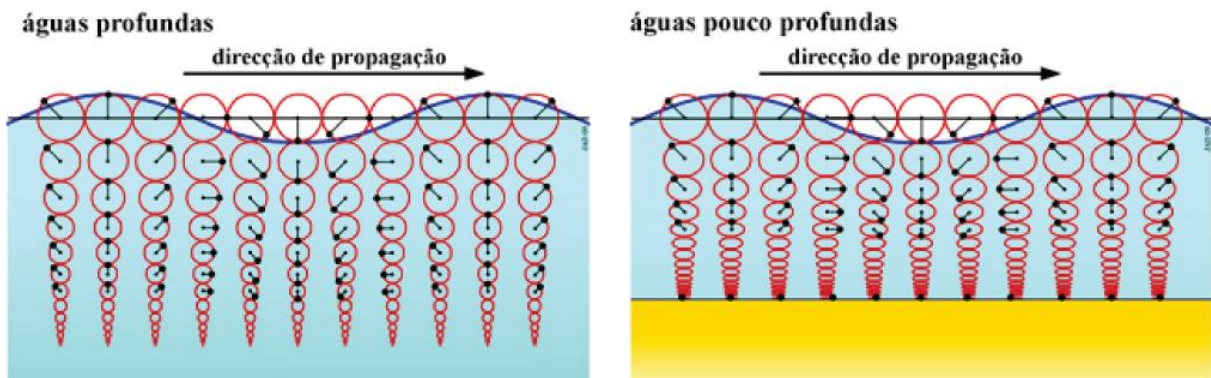


Figura 2.28 - Movimentação das ondas para águas profundas e pouco profundas [32]

2.5.2. Recursos Globais

Apesar de não haver um consenso definido acerca do potencial global desta energia, é maioritariamente aceite que a capacidade de energia proveniente das marés possa exceder os 120 GW.

Um dos países com a maior reserva de energia marítimo do mundo é o Reino Unido, estimando que produza cerca de 10 GW, representando cerca de 50% da energia total na Europa.

Esta forma de energia tem a vantagem de estar distribuída um pouco por todo o globo, com particular incidência nas zonas mais afastadas do equador, pelo que se apresenta bastante atrativa para ilhas ou países com grandes faixas costeiras. [33]



Figura 2.29 - Distribuição do potencial mundial das ondas em kW/m de frente de onda [33]

Em Portugal calcula-se estarem disponíveis cerca de 21 GW, 15 no continente e 6 nas Regiões Autónomas. Descontando as zonas que não poderiam ser aproveitadas para instalar sistemas de conversão de energia das ondas, e assumindo para Portugal um valor médio de 30 kW por metro de frente de onda a uma profundidade de 50 m, o potencial de produção de energia elétrica é de aproximadamente 10 TWh/ano, ou seja, cerca de 20 % do consumo de energia elétrica estimado. Este valor tem em conta um fator de conversão da energia das ondas em energia elétrica de 15%, valor que se espera atingir quando a tecnologia de aproveitamento de energia das ondas estiver madura, dentro de uma ou duas décadas. [33]

2.5.3. Vantagens e Desvantagens da Energia das Ondas

Apesar desta energia ser considerada de energia limpa, esta não é uma tecnologia ambientalmente benigna.

Um dos principais tópicos de preocupação desta tecnologia são as influências negativas que esta pode afetar a nível ambiental nas zonas costeiras ou nos ecossistemas aquáticos, bem como os custos financeiros envolvidos na implementação destas tecnologias.

Vantagens:

- Recurso energético elevado e bem distribuído pelo planeta, o que promove igualdade de oportunidades e melhor distribuição das vantagens deste tipo de energia (ao contrário, por ex., da energia proveniente dos combustíveis fósseis);
- Impactos ambientais reduzidos;
- Possibilidade de geração de energia elétrica sem emissões de gases nocivos;
- Redução dos custos e perdas no transporte;
- Recurso regular e mais previsível que, por exemplo, o recurso eólico;
- Elevada utilização anual do equipamento em comparação com outras tecnologias de energia renovável;
- Para Portugal:
 - Zonas costeiras apropriadas para implementação destas tecnologias, com bom recurso energético;
 - Experiência de algumas décadas nesta área;
 - Criação de emprego qualificado e desenvolvimento da indústria nacional.

Desvantagens:

- Tecnologia pouco madura;
- Custos do kWh elevado, necessitando de tarifas especiais para compensar o investimento inicial;

- Dificuldades técnicas para conversão eficiente da energia das ondas incidentes (muitas vezes irregulares em direção, fase e amplitude) em energia elétrica;
- Sobrevivência dos dispositivos e das amarrações em condições de ambiente corrosivo e com tempestades frequentes;
- Conflitos de interesse em relação às fronteiras marítimas de cada país;
- Falta de investimentos.

2.5.4. Tecnologias de Conversão de Energia das Ondas

Ao longo destes últimos anos, observou-se a entrada de novas empresas pioneiras nesta área que decidiram apostar na inovação e fabrico de novos conceitos e tecnologias que pudessem servir para aproveitar o potencial dos vários recursos hídricos mundiais.

Atualmente, devido ao escopo de tecnologias existentes, foi necessário a criação de um sistema de classificação para tornar mais fácil a sua identificação.

Dispositivos costeiros (Shoreline)

Nesta categoria incluem-se todos os dispositivos construídos na orla costeira natural, a que corresponde uma profundidade do mar até 20 metros de profundidade e assentes no fundo do mar.

Vantagens:

- Construção, manutenção e remoção do dispositivo facilitada pela sua localização;
- Inexistência de cabos submarinos;
- Ausência de complexos sistemas de fixação do dispositivo ao fundo do mar;

- Possível localização em zonas de concentração natural da energia das ondas;

Desvantagens:

- Clima de ondas menos energético;
- Possíveis impactos ambientais na zona envolvente do dispositivo;
- Conflito de interesses entre as várias utilizações possíveis para a zona costeira (turismo, pescas, etc.).

Dispositivos próximos da costa (Near-shore)

Estes dispositivos encontram-se normalmente instalados em estruturas próximas da costa, mas que não constituem a linha de costa natural, tais como quebra-mares.

Situam-se normalmente instalados a uma profundidade inferior a 30 metros.

Vantagens:

- Construção, manutenção e remoção do dispositivo facilitada pela sua localização próxima da costa;
- Cabos submarinos, a existirem, serão pouco extensos;
- Ausência de complexos sistemas de fixação do dispositivo ao fundo do mar;
- Aproveitamento da estrutura onde o dispositivo é instalado significa uma repartição de custos entre os dois empreendimentos e um possível reforço do objetivo inicial (no caso de um quebra-mar para proteção costeira, um dispositivo de aproveitamento de energia das ondas reforça essa proteção uma vez que absorve a energia em vez de a refletir);

- Possibilidade de localização de dispositivos costeiros mais longe da costa (e a maiores profundidades), aproveitando deste modo um clima de ondas mais energético.

Dispositivos afastados da costa (Offshore)

Esta é a classe mais recente e, no entanto, é aquela que conta com maior número de dispositivos em fase de desenvolvimento.

A sua instalação é feita a profundidades entre os 40 e os 80 metros.

Vantagens:

- Localização a maiores profundidades, beneficiando de regimes de ondas mais energéticos, permitindo assim uma maior produção de energia elétrica;
- Menores impactes ambientais, visuais e sonoros na zona costeira;
- Possibilidade de criação de “parques de energia das ondas”, com instalação de numerosos dispositivos na mesma zona.

Desvantagens:

- Construção, manutenção e remoção do dispositivo em zonas afastadas da costa é mais complexa e dispendiosa devido aos meios necessários;
- Necessidade de cabos submarinos para transporte da energia elétrica até à costa;
- Necessidade de sistemas de fixação dos dispositivos ao fundo do mar;

2.5.5. Turbina de Correntes

Apesar da tecnologia das turbinas de corrente já estar mais madura e melhor estabelecida na área das renováveis do que há uns anos atrás, esta continua a ser uma tecnologia bastante recente, implementada em poucas áreas geográficas.

Toda a pesquisa relacionada com os impactos ambientais está limitada a teorias, simulações e experiências laboratoriais em ambientes controlados, logo, existem poucos dados de como elas irão afetar o meio marítimo onde estão instaladas.

Devido às turbinas estarem designadas a operar a velocidades de rotação lentas (10 a 30 rotações por minuto), é pouco provável que esta seja capaz de provocar ferimentos aos seres vivos da zona, tais como, peixes, mamíferos marítimos ou aves piscatórias.

No entanto, quando estamos a trabalhar com um conjunto de turbinas de correntes ligadas em série ao longo da costa, já poderão existir fatores mais preocupantes.

Os efeitos da construção e desenvolvimento intensivos dos equipamentos (linhas de transporte subaquáticas e de terra, instalações aquáticas flutuantes e fixas, ...), podem importunar a fauna marítima.

O funcionamento desses equipamentos também pode provocar mudanças no comportamento das marés e corrente, afetando a zona costeira, mesmo quando os equipamentos se encontram instalados longe da costa.

Um modelo atualmente instalado no Canal de Bristol sugere que as turbinas de correntes possam reduzir a velocidade das marés e por consequente, afetar o transporte de sedimentos e aumentar a erosão costeira.

Existem também dados laboratoriais que indicam que o som gerado pelas turbinas pode causar mudanças na pressão da água, provocando ferimentos no tecido e audição dos peixes.

Atualmente, já existem várias empresas que disponibilizam este equipamento para fins de produção de energia.



Figura 2.30 - Turbina de Corrente AR1500 (Atlantis Resources) [34]

2.5.5.1. Turbina de Pelamis

O *Pelamis* é um dispositivo de conversão da energia das ondas do tipo progressivo, que deve ser colocado afastado da costa, a profundidades rondando os 50 m. É constituído por 4 cilindros horizontais semi-submersos (posicionados paralelamente à direção de incidência das ondas) ligados entre si por três articulações. O comprimento de cada dispositivo deve ser da mesma ordem de grandeza do comprimento de onda. [35]

As ondas, ao atingirem progressivamente os cilindros, provocam uma rotação de cada uma das articulações. Este movimento é resistido por cilindros hidráulicos que bombeiam óleo pressurizado para motores hidráulicos, que por sua vez acionam geradores elétricos. O sistema de amarração deve ser flexível para permitir a melhor orientação possível do dispositivo em relação às ondas incidentes. O dispositivo à escala real terá 120 metros de comprimento e uma potência nominal de 750 kW (ou seja, 3 por 250 kW). O *Pelamis* foi concebido tendo em vista

a sua implementação em parques, cada um com 30 MW e ocupando cerca de 1 km² de área. [35]

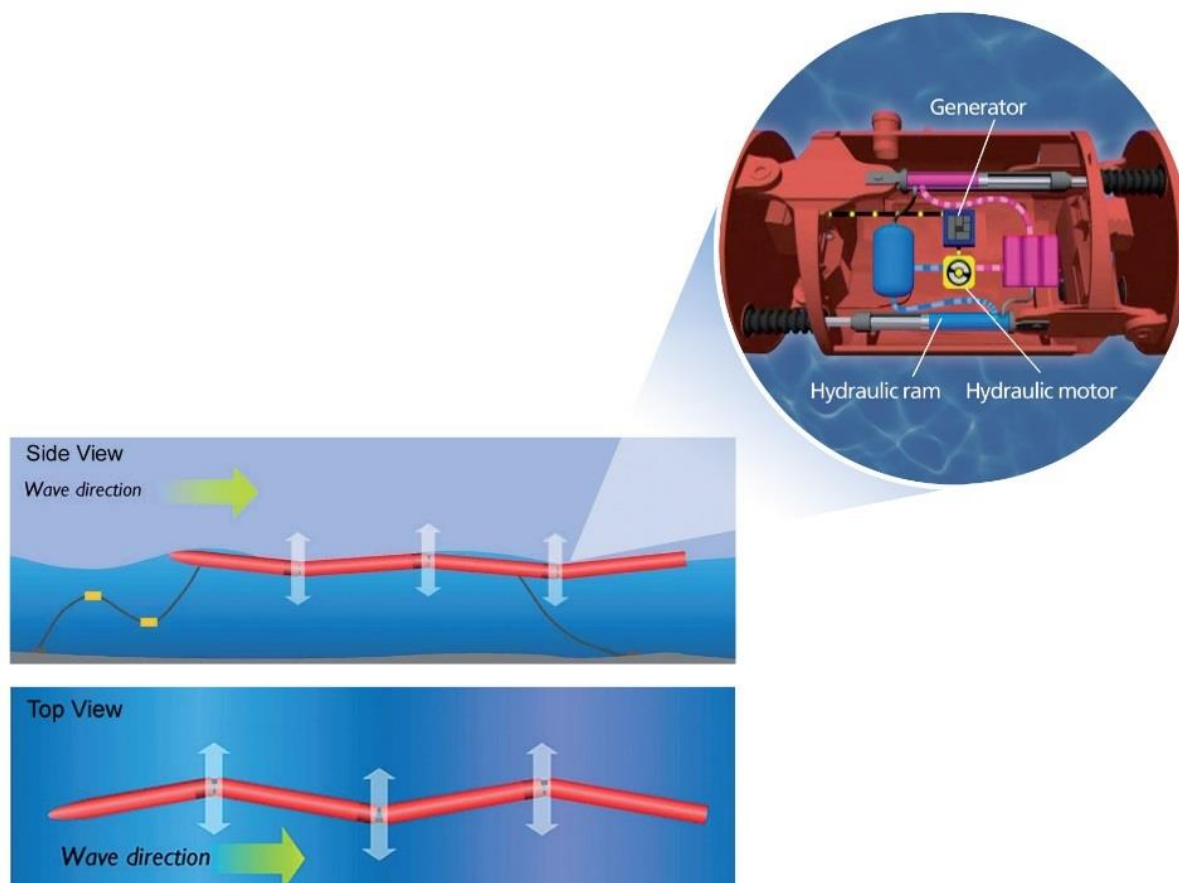


Figura 2.31 - Turbina de Pelamis [36]

2.5.5.2. AWS (*Archimedes Wave Swing*)

O AWS é um dispositivo para aproveitamento da energia das ondas de absorção pontual, totalmente submerso. [37]

Consiste em dois cilindros ocos (com 10 a 15 metros de diâmetro), colocados um sobre o outro, sendo o espaço entre eles preenchido com ar. O cilindro de baixo está fixo ao fundo do mar, mas o cilindro superior flutua livremente. Quando a crista da onda passa por cima do dispositivo o ar entre os cilindros é comprimido e o cilindro superior desce. Na cava da onda o ar expande e o cilindro móvel sobe, uma vez que a massa de água sobre o dispositivo é menor. Este movimento relativo entre o cilindro fixo e o cilindro móvel é aproveitado para gerar diretamente

energia elétrica através de um gerador elétrico linear. A pressão entre os cilindros pode ser regulada para que o sistema se adapte ao clima de ondas local e possa extrair o máximo de energia de cada onda incidente. [38] [37]

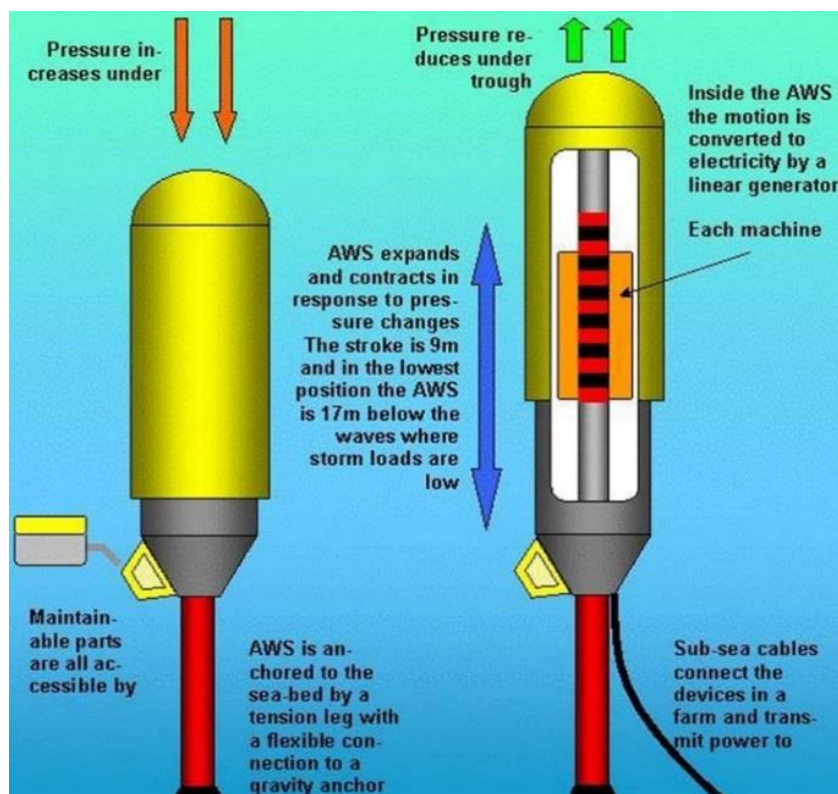


Figura 2.32 – AWS [39]

2.5.5.3. PowerBuoy

O PowerBuoy, desenvolvido pela Ocean Power Technologies, é um dispositivo de conversão da energia das ondas de absorção pontual que pode ser instalado a vários quilómetros da costa, podendo agrupar-se várias unidades de modo a formar um parque de energia das ondas. [40]

É constituído por uma boia flutuante e um tubo vertical submerso (tubo de aceleração), aberto para o mar em ambas as extremidades. As ondas incidentes na boia provocam a oscilação vertical de todo o aparelho, que está fixo por uma amarração flexível. O movimento relativo entre todo o sistema e a massa de água amortecedora contida no tubo de aceleração força um pistão a mover-se, provocando a compressão/distensão de duas bombas peristálticas (bombas de mangueira). Estas bombas são constituídas por tubos de material flexível. Quando o volume

interno nestes tubos é reduzido pela sua distensão forçada, a pressão na água aumenta e esta é obrigada a sair para um acumulador de alta pressão, que por sua vez aciona uma turbina de Pelton. Quando os tubos são comprimidos o seu volume aumenta e a pressão diminui, sendo admitida mais água para o seu interior. [40]

O sistema é equipado com vários sensores para uma monitorização dos vários parâmetros do próprio dispositivo e do estado do mar, de modo a otimizar a potência entregue e a desligar o dispositivo em caso de estados do mar demasiado agitados. [40]

Atualmente, a empresa possui 2 equipamentos com um valor de potência de saída de 3 kW e de 15 kW, para os modelos PB3 (comercial) e PB15 (desenvolvimento), respetivos. [40]



Figura 2.33 - PowerBuoy [41]

2.5.5.4. Coluna de Água Oscilante (COA)

Um sistema de coluna de água oscilante (COA), ou *Oscillating Water Column* (OWC) é um dispositivo para utilizar a energia das ondas que consiste essencialmente numa caixa sem fundo e num orifício na parte superior. As ondas fazem oscilar a coluna de água dentro da caixa,

provocando um fluxo de ar oscilante através do orifício, fazendo assim funcionar uma turbina de ar. [42]

Os sistemas de CAO são constituídos por estruturas ocas parcialmente submersas, abertas para o mar abaixo da superfície livre da água. Ao entrar dentro da estrutura as ondas aumentam a pressão no interior da câmara pneumática, forçando o ar a sair, passando por uma turbina. Quando a onda regressa ao mar o seu efeito é inverso, e devido à diminuição da pressão na câmara o ar é forçado a entrar dentro desta, passando de novo pela turbina.

Para que se possa aproveitar o movimento do ar em ambas as direções, utiliza-se normalmente uma turbina do tipo *Wells*, que mantém o sentido de rotação qualquer que seja o sentido do escoamento, devido à simetria das suas pás. No entanto estão em desenvolvimento outras turbinas (por exemplo, a turbina "Denniss Auld") para extrair o máximo de energia do fluxo irregular de ar criado pela coluna de água oscilante. Para a produção de energia elétrica é acoplado um gerador à turbina. [42]

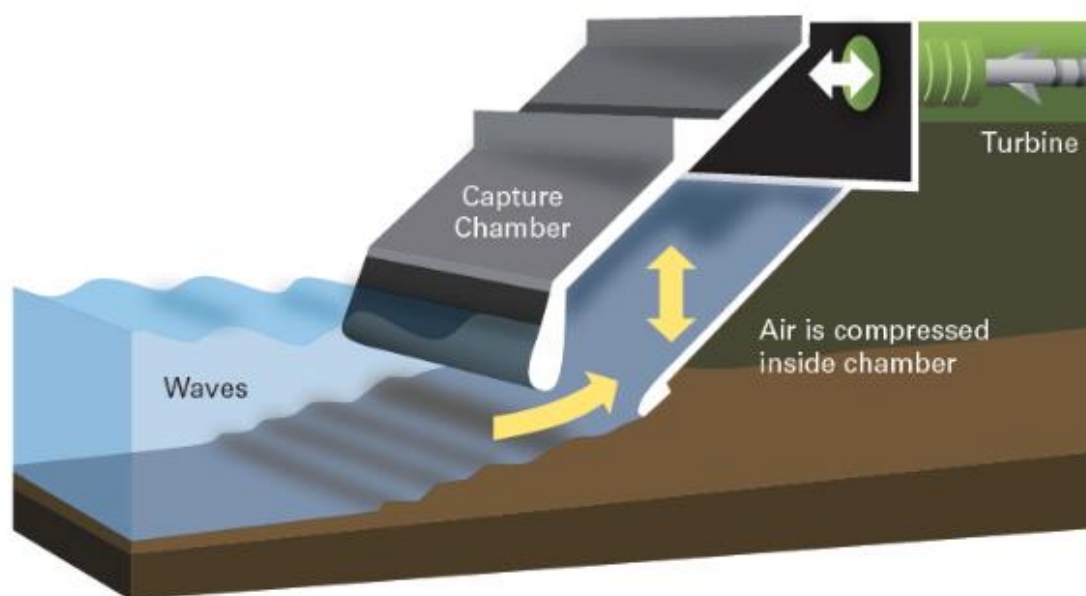


Figura 2.34 - Central de coluna de água oscilante [43]

2.5.5.5. *Waveroller*

O *WaveRoller* é um sistema único, em fase pré-comercial, comprovado e patenteado, concebido para a conversão de energia das ondas em eletricidade, sendo o primeiro sistema pensado para fazer o aproveitamento do fenómeno SURGE em ondas de fundo no near-shore.

O fenómeno SURGE é o processo que ocorre quando as ondas se aproximam da linha costeira. As ondas em águas profundas são essencialmente partículas de água a realizarem um movimento circular.

À medida que as ondas se aproximam da costa, ocorre o empolamento de onda, que é o efeito por meio do qual as ondas oceânicas, ao entrarem em águas rasas, sofrem mudanças de comprimento ou altura.

Devido ao empolamento de onda, o movimento circular converte-se para um movimento horizontal elíptico à medida que as partículas de água se esticam e alisam, amplificando o movimento horizontal das mesmas que irá mover as placas. [44]

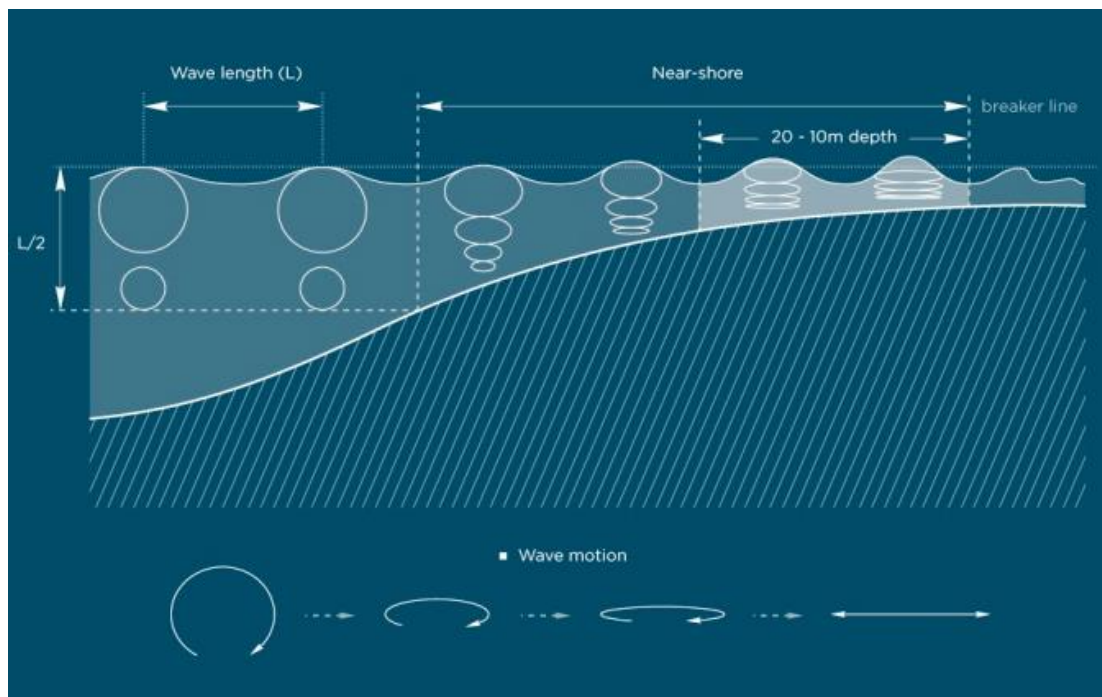


Figura 2.35 - Fenómeno "SURGE" [44]

O *WaveRoller* é basicamente uma placa ancorada ao fundo do oceano através da sua base. O movimento contínuo lateral das ondas profundas movimentam a placa, e a energia cinética produzida é retirada através de uma bomba de pistões. Esta energia é depois convertida em eletricidade por um sistema hidráulico fechado em combinação com um sistema de motor hidráulico.

Na prática, o *WaveRoller* utiliza um sistema modular, ou seja, a capacidade de produção está dependente do número de módulos de produção ligados entre si, formando uma central de WaveRollers.

Devido a esta característica, o sistema pode ser instalado de forma gradual, não havendo qualquer limite para a sua montagem e garante assim a sua estabilidade.

As vantagens que este sistema trás face aos convencionais, é que os impactos ambientais associados à sua implementação são praticamente nulos, menor exposição aos fenómenos climáticos, maior previsibilidade das ondas de fundo face às de superfície e maior proximidade à terra.

Com o intuito de inquirir acerca da viabilidade do *WaveRoller* para o meu projeto, foi contactado o diretor de desenvolvimento comercial da AW-Energy, Tomasz Mucha.

Cada painel individual só é capaz de produzir entre 100 a 150 Kw em condições ideais, com um fator de capacitância entre 25% e 50%, ou seja, caso fosse preciso uma produção de 2MW de energia, seria necessária uma ligação em série entre painéis a perfazer 8 MW.

Baseado numa potência nominal de saída de 13 Kw por placa individual, os custos de produção de potência, atualmente está separado por 2 fases: Fase Piloto e Fase Comercial:

- Fase Piloto: 3000 €/Kw (Custos atualmente praticados)
- Fase Comercial: 800-1300 €/Kw e custo de produção elétrica entre 30-50 €/MWh (Custos estimados para 2020)

Na Figura 2.36 temos um comparativo entre as energias convencionais e o WaveRoller.

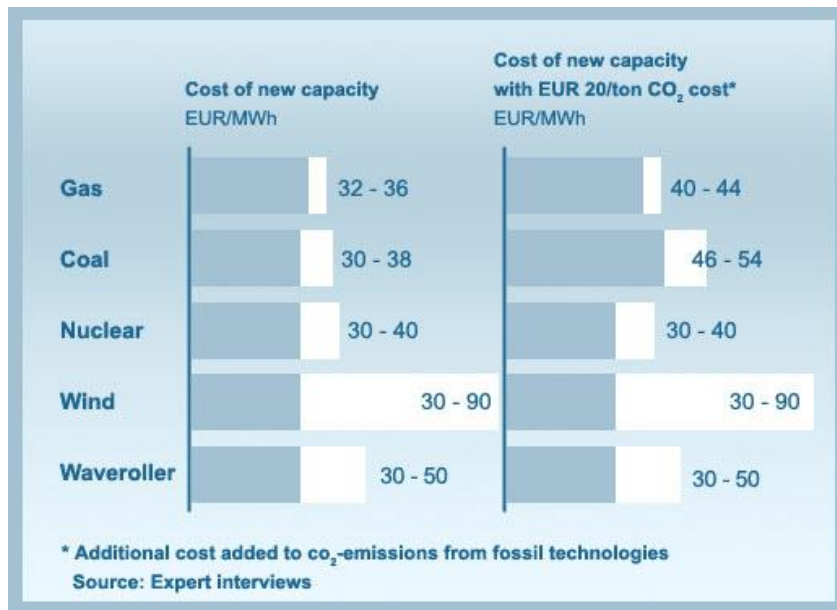


Figura 2.36 - Custo Comparativo entre o *Waveroller* e outras energias [45]

Pode-se observar que devido à pegada inexistente de CO₂ produzida pelo *WaveRoller*, esta tecnologia é um principal concorrente contra a aplicação dos combustíveis tradicionais utilizados, mas o seu preço atual continua a ser um fator desvantajoso para à sua introdução no mercado.

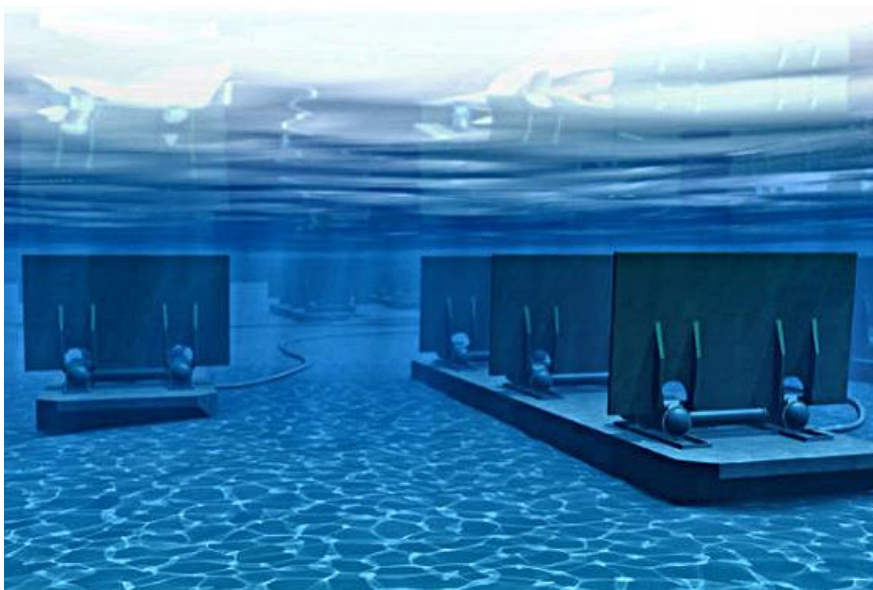


Figura 2.37 - *Waveroller* (conceito final) [46]

2.5.6. Projetos Existentes

2.5.6.1. Openhydro-Kyuden Mirai Energy (Cidade de Goto, Prefeitura de Nagasaki, Japão)

A empresa Kyuden Mirai Energy Co., Inc. desenvolve, constrói e opera centrais de energia baseadas em energias renováveis. Produz atualmente mais de 100 MW extraídas primariamente de fontes renováveis como os solares, eólicas e biomassa (excrementos de aviários) para os seus clientes de consumo final.

Desde recentemente têm vindo a apostar no desenvolvimento de centrais geotérmicas e hídricas, de forma a serem capazes a cumprir com a meta de produção de 700 MW até ao ano de 2024.

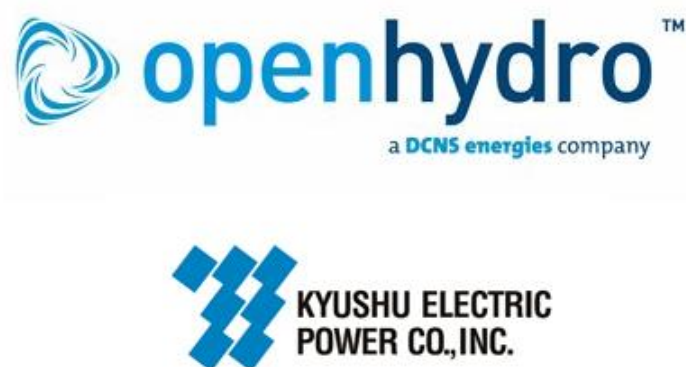


Figura 2.38 - Entidades responsáveis pelo projeto [47] [48]

Através de uma parceria com a empresa Openhydro, com um propósito em aproveitar os recursos renováveis naturais da zona, aplicando o menor nível de stress sobre o ambiente local.

Isto só é possível devido quer às boas relações com os pescadores e habitantes locais, quer às excelentes condições geográficas onde se encontra, onde a velocidade das correntes das marés atinge o 3 m/s, e existem boas relações com os pescadores da região.

Openhydro é uma empresa DCNS especializada no desenvolvimento, instalação e manutenção das turbinas marítimas que produzem energia através das correntes oceânicas.

Fundada em 2005, revelou-se desde cedo um forte candidato à liderança mundial na criação e inovação desta nova tecnologia, tendo já obtido diversos prêmios e reconhecimentos pelo seu trabalho neste campo das energias renováveis.

Possui atualmente um largo leque de projetos em execução: Canadá, França, Japão, Norte da Irlanda, Escócia, País de Gales e nas Ilhas do Canal.

Após entrar em contacto com a Kyuden Mirai Energy, os dados do projeto foram detalhados pelo responsável da obra, Hiroyasu Yoshioka.

Trata-se de uma obra com um máximo de produção de geração de 2MW, e estima-se que a geração de potência anual alcance os 5 milhões de kWh.

Devido ao fator de potência não ser totalmente 1, estima-se que a produção máxima real será de 1,4 MW.

O custo da obra está estimado rondar entre os 4 e os 7.5 milhões de euros, e se se revelar que o projeto for bem-sucedido, espera-se mais aposta em projetos semelhantes, pondo o Japão mais afastado da sua dependência em importar combustíveis fósseis (gás natural e petróleo bruto) e urânio para as suas fontes nucleares. [49] [50]



Figura 2.39 - Goto, Nagasaki (Japão) [51]

2.5.6.2. AW-Energy - Eneólica SA. (Peniche, Portugal)

A Eneólica, S.A. é uma empresa que tem como atividade principal o desenvolvimento, implementação e gestão de projetos de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Integrada na holding Lena Energia SGPS, S.A. do Grupo Lena, a Eneólica aposta no futuro como mercado alvo, onde a diversificação dos mercados, a constante exploração por novas fontes de energia renováveis e a valorização do uso de tecnologia vanguardista, criam uma base inovadora e sustentável na ótica social e ambiental.

A Eneólica, S.A. foi constituída em 2002 e foi no ano de 2007 que se integrou na Lena Ambiente e Energias, atual Lena Energia SGPS.

Em Julho de 2007 estabeleceu-se uma parceria com a AW-Energy resultando na SEANER, S.A., empresa que gere a primeira central de energia das ondas em grande escala, instalada na costa de Peniche, na praia da Almagreira, o projeto WaveRoller.

O investimento inicial de 1º fase para a implementação desta tecnologia, foi cerca de 5 milhões de euros e atualmente tem uma potência total de saída de 330 kW, onde se encontra instalado a uma profundidade de 10 a 15 metros. [52] [53]



Figura 2.40 - Waveroller instalado no largo da costa de Peniche [54]

2.5.6.3. Central COA (Açores, Portugal)

Um dos exemplos de sucesso na aplicação desta tecnologia em Portugal, foi a construção da central europeia na ilha do Pico, nos Açores, na localidade de Porto Montechorro, na costa noroeste da ilha do Pico.

Esta central foi o resultado de vários anos de investigação no IST e INETI, e dos esforços e incentivos da Comissão Europeia para a instalação de uma central de CAO para aproveitamento da energia das ondas.

Devido a todo o arquipélago dos Açores ser de origem vulcânica o que, pela ausência de uma placa continental que dissipe a energia das ondas por atrito no fundo, faz com que o recurso energético das ondas ao atingirem a costa seja mais elevado que em Portugal continental. Por outro lado, a amplitude de maré é cerca de metade da amplitude em Portugal continental, o que também é um ponto favorável para este tipo de sistemas. Mais ainda, o local escolhido encontra-se exposto à direção dominante das ondas e apresenta uma elevada concentração natural da energia por efeitos de difração. [55]



Figura 2.41 - Central de Coluna de água oscilante nos Açores [55]

Apesar das vantagens, o facto de a central estar situada num local remoto, envolve custos excessivos para qualquer deslocação não prevista de manutenção, o que pode afetar a sua viabilidade de manutenção.

A central é constituída por uma turbina do tipo Wells e por um gerador com uma potência nominal de 400 kW. A profundidade do mar no local é de aproximadamente 8 m. A construção desta central contou com a participação do IST, do INETI, da EDA e da EDP, da EFACEC e ainda da Profabril Centro de Projetos. Além destes, o projeto contou ainda com a colaboração de duas universidades estrangeiras, a Queen's University of Belfast e a University College Cork.

2.6. Biomassa

Os biocombustíveis sólidos têm sido utilizados ao longo da história da Humanidade, desde a descoberta do fogo. A madeira, detritos animais e o carvão vegetal, têm sido usados ao longo dos séculos e ainda hoje utilizam-se para cozinhar e fornecer calor para o aquecimento das habitações.

Desde a aplicação de óleos para a iluminação e mecânica, aos avanços tecnológicos no transporte de biocombustíveis, a bioenergia tem experimentado uma evolução dinâmica, devido à versatilidade quanto às suas aplicações.

A biomassa é toda a matéria orgânica de origem vegetal ou animal capaz de se regenerar num curto espaço de tempo e de um modo sustentável. A biomassa compreende os subprodutos da floresta, agricultura, pecuária e os resíduos orgânicos sólidos urbanos. [56]

Nas centrais de biomassa florestal, a eletricidade é produzida através da queima direta da biomassa, que ao utilizar a energia calorífica obtida, vai transformar a água no estado líquido em vapor, que por sua vez, vai mover turbinas e acionar geradores elétricos. [56]

A biomassa é considerada como um recurso natural renovável pois, apesar deste processo libertar dióxido de carbono para a atmosfera, uma vez que as plantas que deram origem ao

combustível durante o seu ciclo de vida absorvem quantidades de CO₂, que torna o balanço de emissões de CO₂ nulo. [56]

A bioenergia é o termo utilizado para designar a energia gerada através da conversão da biomassa, que tanto pode ser eletricidade como combustíveis líquidos e gasosos. [56]

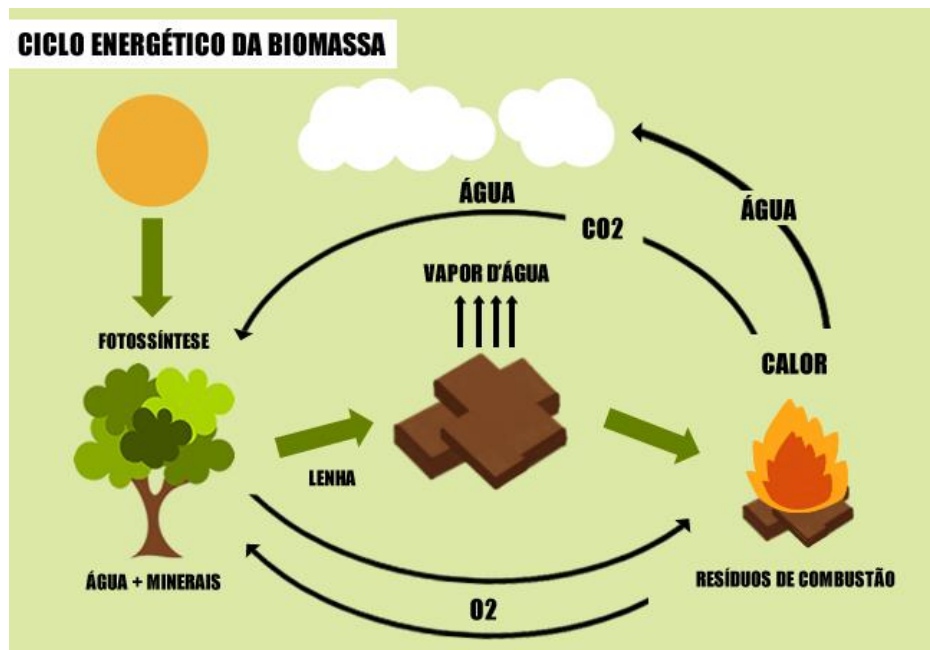


Figura 2.42 - Ciclo energético da biomassa [57]

Atualmente, existem 4 técnicas principais para transformar a biomassa em energia:

a) Pirólise

Processo pela qual a biomassa é exposta a muito altas temperaturas sem a presença de oxigênio, com o objetivo de acelerar o processo de decomposição.

Como não é possível isolar completamente o ambiente de oxigênio, este encontra-se a valores existentes, mas desprezáveis.

Trata-se de um processo endotérmico, logo é necessário existir uma fonte considerável de calor externo, para proceder à reação.

É com a utilização de um equipamento denominado de reator pirolítico, que a matéria orgânica vai sofrer várias etapas de transformação até ao produto final.

A primeira etapa é denominada de zona de secagem, onde a temperatura é capaz de variar entre os 100°C e 150°C. De seguida, ocorre a etapa de zona de pirólise, onde ocorrem importantes reações químicas como a fusão, volatilização e oxidação. Nessa etapa já são retirados vários subprodutos desprezáveis, tais como o álcool e o alcatrão. Por fim, o processo é finalizado na zona de arrefecimento, onde são recolhidos os resultados desta decomposição: mistura de gases, líquidos (óleos vegetais) e sólidos (carvão vegetal).

b) Gaseificação

Técnica semelhante à pirólise, onde a biomassa também é aquecida num ambiente isolado de oxigénio, originando como produto final um gás inflamável. [58]

Este produto é uma mistura de monóxido de carbono, hidrogénio, metano, dióxido de carbono e nitrogénio, cujas proporções variam dependendo das condições do processo, do tipo de gaseificador, se é utilizado ar ou oxigénio na oxidação, do teor de humidade e do tipo de biomassa utilizada.

Este gás pode ser filtrado, visando à remoção de alguns componentes químicos residuais, sendo amplamente utilizado para a geração de energia elétrica, pois o processo de gaseificação pode ser acoplado a turbinas de gás, motores de combustão interna, motores Stirling (combustão externa) e células a combustível. A diferença principal em relação à pirólise, é o fato de a gaseificação exigir menor temperatura e resultar apenas em gás. [58]

Este método é atualmente considerado como o mais limpo, assegurando como o melhor a longo prazo para a redução de poluentes produzidos.

c) Combustão

Técnica pela qual a queima da biomassa é realizada a altas temperaturas na presença abundante de oxigénio, produzindo vapor a alta pressão. Esse vapor geralmente é usado em caldeiras ou

para mover turbinas. É o principal método de conversão das fontes de biomassa e sua eficiência energética situa-se na faixa de 20 a 25%. [58]

Tem como desvantagem a libertação de poluentes derivados dos biocombustíveis sólidos, à medida que a combustão prossegue. Contudo, um bom controlo de processo pode eliminá-los, antes de escaparem para o ambiente.

d) Co-Combustão

Técnica semelhante à de combustão, no entanto, promove a substituição de parte do carvão mineral utilizado em urnas termoelétricas por biomassa. Desta forma, dá-se a redução do total de emissões por unidade de energia produzida, permitindo diminuir os níveis de emissão de poluentes associados à composição típica destes combustíveis como os óxidos de enxofre, os metais pesados ou as dioxinas e furanos, a minimização de desperdícios e, dependendo da composição química da biomassa utilizada, a redução dos níveis de poluição do solo e água. [58]

A faixa de desempenho da biomassa de co-combustão encontra-se entre 30 e 37%, sendo por isso uma escolha bem atrativa quer em termos económicos, quer em termos de produção de energia. [58]

Capítulo 3

Sistemas de Armazenamento de Energia

Nos anos recentes, houve um aumento de procura por soluções capazes de armazenar energia elétrica em larga escala, para corresponder com a evolução e a implementação de energias renováveis a nível mundial.

A alimentação energética por parte de fontes distribuídas, pode causar uma reversão no fluxo de carga, e em redes de distribuição incapazes, pode levar à origem de danos em equipamentos, sobretensões e apagões na rede.

A produção de energia a partir de fontes renováveis varia de forma irregular, pois o seu desempenho depende de fatores de origem climática (radiação solar, velocidade do vento/ondas, entre outros), sendo só possível realizar a sua previsão até certo ponto e não ser possível proceder à sua regulação.

Esta situação pode causar desequilíbrios entre a produção e o consumo, que consequentemente poderão afetar a estabilização da rede elétrica.

Os operadores das redes de distribuição têm como desafio, garantir um fornecimento de energia constante e uniforme.

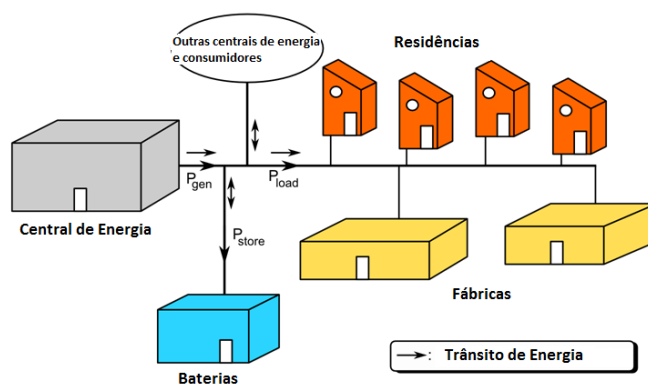


Figura 3.1 - Representação do trânsito de energia de uma rede elétrica [59]

Além disso, o aparecimento de uma interrupção curta no fornecimento de energia, pode levar à falha total de muitos clientes (perda de dados dos computadores, reinício das linhas de produção e serviços, entre outros), originando uma perda de qualidade significativa e potenciais prejuízos financeiros avultados.

Em todas estas situações, a utilização de soluções de armazenamento de energia corrige a maior parte destes problemas, recorrendo a métodos de gestão de carga de pico e alta velocidade de reação para os casos de potência crítica.

Atualmente, os sistemas de armazenamento de energia convencionais não têm a capacidade de garantir imediatamente a operação de estabilidade de rede nos níveis de distribuição de rede mais baixos.

As tecnologias de armazenamento de energia elétrica podem ser utilizadas para vários fins, sendo a sua principal característica, a versatilidade para operar lado a lado com sistemas elétricos, trazendo benefícios ao nível do alisamento da curva de produção, injeção de energia nas horas de pico/cheia e reserva estática, podendo armazenar energia produzida em excesso.

Adicionalmente, também são capazes de funcionar como reserva girante e carga (nos momentos de maior produção), o que ajuda a aumentar a eficiência das centrais térmicas, reduzindo assim as emissões de CO₂.

Nas Figura 3.2 e Figura 3.3, podemos observar as diferentes funções das baterias em função da sua duração e número de utilizações, bem como o seu custo, respetivamente.

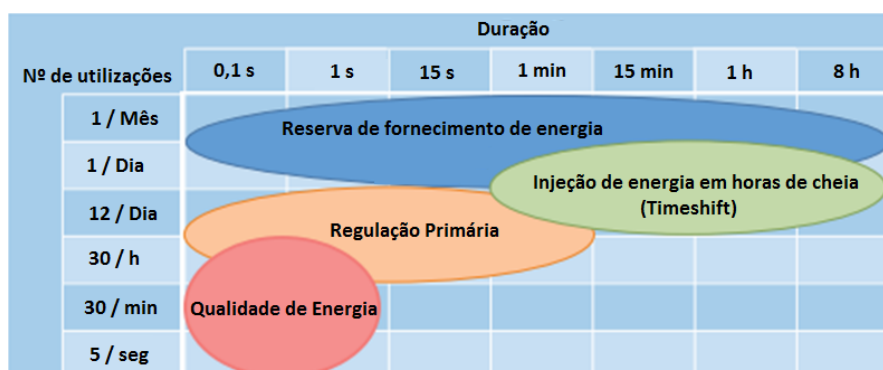


Figura 3.2 - Uso das diferentes tecnologias de armazenamento de energia em função da frequência

| Aplicações | Tecnologia | Potência (MW) | Duração (Horas) | Custo (\$/kW) |
|------------------------|---------------------|---------------|-----------------|---------------|
| Armazenamento em Série | Pumped Hydro | 300-1000 | 10 | 1700 - 5100 |
| | CAES | 100-300 | 10 | 1300 - 2800 |
| | CAES | 30-50 | 6 | 2000 - 3300 |
| | Lithium Ion | 30-50 | 6 | 2500 - 3900 |
| | Lead Acid | 30-50 | 6 | 2800 - 4200 |
| | NaS | 30-50 | 6 | 2700 - 4200 |
| | Lithium Ion | 50-100 | 4 | 1600 - 2700 |
| Suporte à Rede | CAES (Above Ground) | 10-20 | 4 | 2300 - 3500 |
| | Lithium Ion | 10-20 | 4 | 1800 - 2800 |
| | Lead Acid | 10-20 | 4 | 2200 - 3700 |
| | NaS | 10-20 | 6 | 2800 - 4400 |
| | Lithium Ion | 1-5 | 2 | 1200 - 2000 |
| Regulação de Cargas | Lithium Ion | 20 | 0.5 | 550 - 1200 |
| | Flywheel | 20 | 0.25 | 800 - 2000 |

Figura 3.3 Custo de Instalação de Tecnologias de Armazenamento de Energia (2017) [60]

3.1. Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia

Atualmente existem várias tecnologias de armazenamento de energias, podendo estas serem classificadas como mecânicas, eletroquímicas, químicas, elétricas e térmicas, como podemos observar na figura abaixo. Para o nosso trabalho, evitaremos falar das baterias químicas e térmicas, visto que a nossa região de estudo não tem os recursos naturais propícios para a sua utilização.

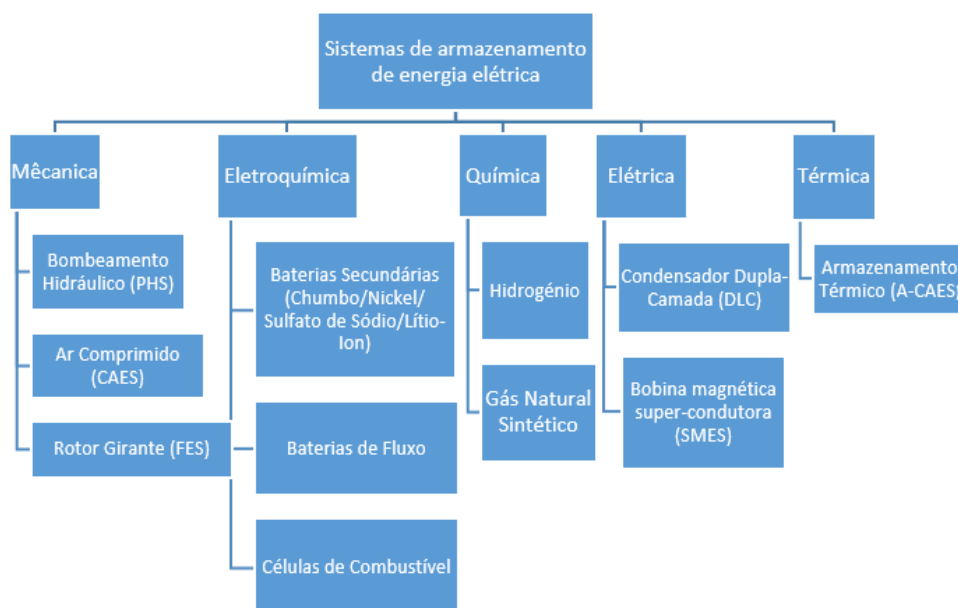


Figura 3.4 - Sistemas de armazenamento de energia elétrica [61]

3.1.1. Bombeamento Hidráulico (PHS)

O sistema de armazenamento por bombeamento hidráulico, é um tipo de armazenamento de energia hidroelétrica usado por centrais elétricas como balanceamento de carga, sendo uma das formas de rentabilizar a energia eólica produzida nas horas de vazio. [62]

Esta tecnologia armazena energia sob a forma de energia potencial gravítica da água, bombeada a partir de um reservatório com uma elevação inicial baixa para outro com uma elevação final superior. [62]

A energia elétrica consumida pelas bombas para realizar esta ação, é tipicamente originária da energia produzida nas horas de vazio, onde o custo de compra costuma ser o mais barato.

Durante os períodos de cheia, a água armazenada é libertada e cria uma energia cinética que faz movimentar um grupo de turbinas, que por sua vez converte essa energia para elétrica. [62]

A eficiência energética de ida e volta da PSH costuma variar entre os 70% e 85%, e a sua principal desvantagem são os requerimentos necessários à sua instalação, necessitando de uma altura geográfica adequada e disponibilidade de reservatórios de água naturais. [62]

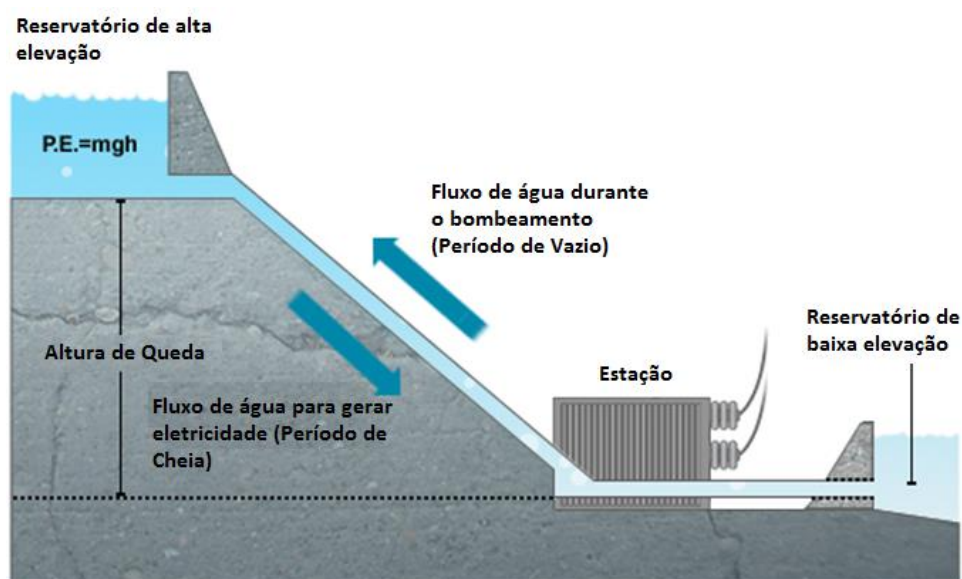


Figura 3.5 - Sistema de bombeamento hidráulico [63]

3.1.2. Ar-Comprimido (CAES)

O sistema de armazenamento por ar comprimido recorre ao uso da eletricidade para comprimir o ar e armazená-lo quer em estruturas subterrâneas (cavernas, aquíferos, minas), quer num sistema composto por tubos e recipientes. [62]

Quando necessário, o ar comprimido é misturado com gás natural, e posteriormente queimado e expandido dentro de uma turbina de gás modificada. [62]

Quando a produção de eletricidade é superior ao consumo, o ar é comprimido e armazenado. Quando o consumo supera a produção é ativada a turbina de gás.

Atualmente, só existem duas centrais de ar comprimido a nível mundial (Estados Unidos da América e Alemanha), tendo como objetivo tomar vantagem das variações no preço da eletricidade, visto que só são comercialmente viáveis em zonas onde o preço da energia varia de uma forma bastante irregular.

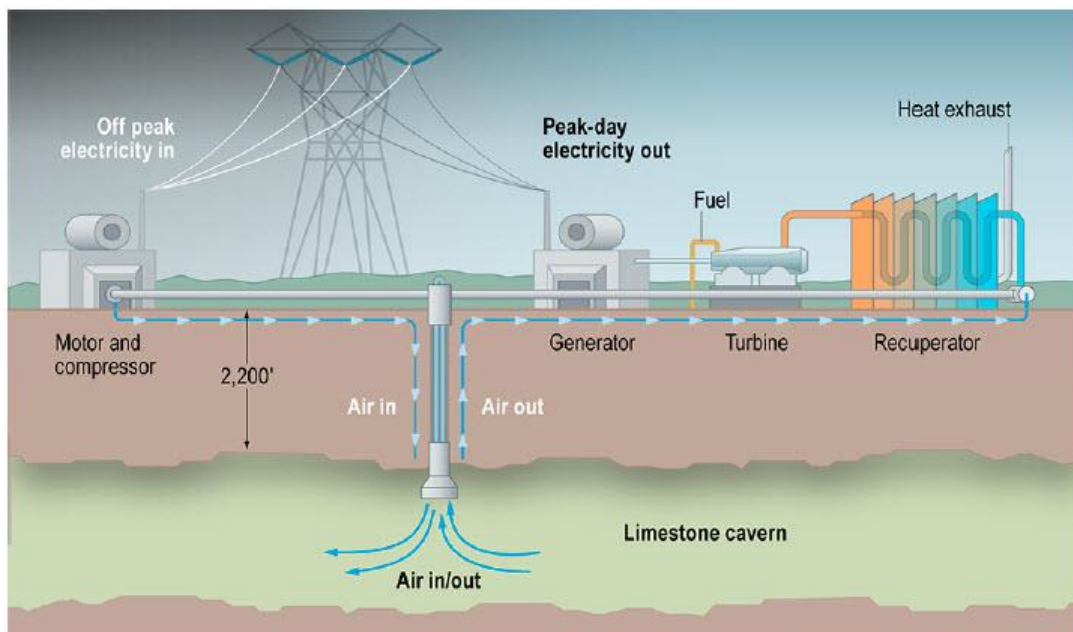


Figura 3.6 - Representação de uma central de ar comprimido [64]

3.1.3. Rotor Girante (FES)

O rotor girante trata-se de um dispositivo capaz de armazenar energia ou momento numa massa rotativa, que foi obtida ao acelerar anteriormente um rotor a velocidades muito elevadas, mantendo a energia do sistema como energia rotacional a uma velocidade constante, onde um aumento na velocidade irá resultar num maior montante de energia armazenada. [62]

Este sistema costuma ser constituído por um rotor suspenso por rolamentos no interior de uma câmara de vácuo, de modo a reduzir o atrito, ligado a uma combinação de motores e geradores elétricos. [62]

De maneira a acelerar o rotor girante, é necessário injetar eletricidade através de um dispositivo de transmissão. [62]

Se a velocidade rotacional do rotor girante diminuir, é se capaz de extrair eletricidade do sistema através do mesmo dispositivo de transmissão.

As principais vantagens desta tecnologia são, a capacidade de garantir uma boa estabilidade nos ciclos, longo tempo de vida útil, requerem pouca manutenção e são capazes de operar a altos valores energéticos. [62]

Os problemas que costumam acompanhar esta tecnologia e que os torna pouco viáveis para um único sistema de armazenamento, são que não suportam operações de armazenamento de energia durante uma longa duração (várias horas) e que têm várias ocorrências de descarga própria, devido à resistência do ar e do desgaste dos rolamentos.

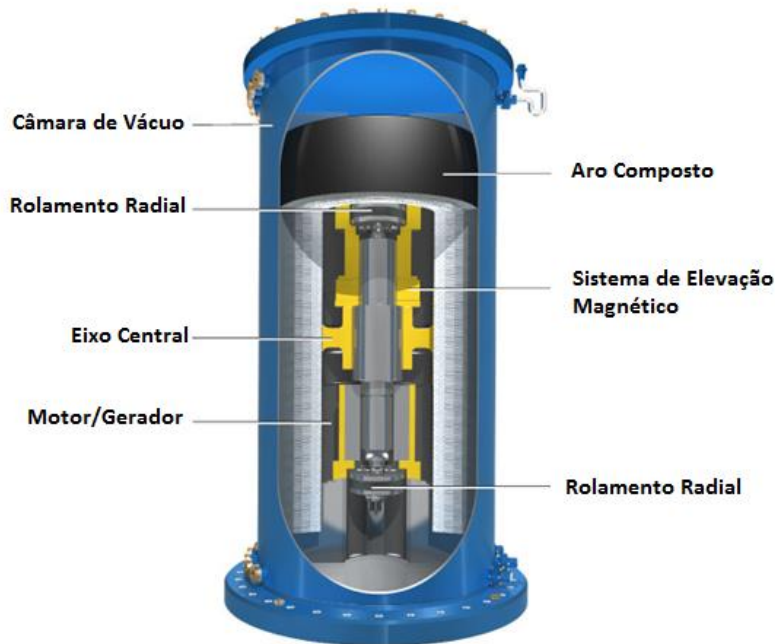


Figura 3.7 - Rotor Girante [65]

3.1.4. Bobina Magnética Super-Condutora (SMES)

Os sistemas de armazenamento super-condutores magnéticos (SMES) funcionam de acordo com o princípio da eletrodinâmica. A energia é armazenada no campo magnético criado pelo fluxo de corrente contínua (DC) de uma bobina super-condutora, que se encontra abaixo da temperatura crítica, graças ao auxílio de um sistema de refrigeração a criogénico. [62]

Quando for necessário injetar energia novamente na rede basta provocar uma descarga na bobina presente, que será capaz de fornecer uma saída de alta potência em curtos intervalos de tempo. Num sistema SMES não existem quaisquer peças móveis. [62]

Em teoria, a energia pode ser armazenada de forma não definitiva, desde que o sistema de refrigeração esteja em funcionamento, contudo, os períodos de armazenamento estão limitados pela energia que é consumida pelo sistema de refrigeração. [62]

Este método de armazenamento é particularmente útil em garantir a qualidade de serviço a clientes vulneráveis a flutuações de tensão, e são normalmente instalados à saída de centrais elétricas, de maneira a estabilizar a saída de potência. [62]

A eficiência destes sistemas está entre os 85% a 95%, e a sua principal característica é o tempo rápido de resposta, garantindo a disponibilidade de energia instantaneamente. [62]

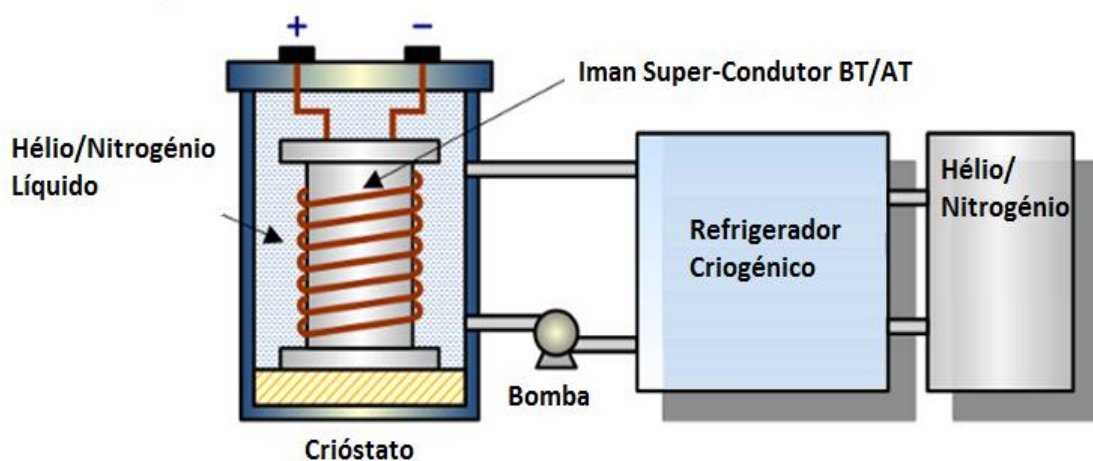


Figura 3.8 - Bateria SMES [66]

3.1.5. Condensador Dupla-Camada (DLC)

Um condensador é constituído por um material dielétrico ou isolante, situado entre duas placas condutoras que armazenam cargas opostas. Quando ocorre uma diferença de potencial entre as duas placas, dá-se a criação de um campo magnético entre elas, que irá provocar deslocamentos locais entre as cargas negativas e positivas no seu interior. [62]

Devido ao fato de cada placa armazenar cargas iguais, porém opostas, a carga total no dispositivo será sempre zero.

Esta tecnologia de condensadores tem uma eficiência que ronda tipicamente os 90%, possuem um alto nível de fiabilidade, não requerem manutenção, são capazes de ser operados em uma alta gama de temperaturas e têm uma vida útil virtualmente infinita, capazes de alcançar 1

milhão de ciclos sem qualquer degradação, exceto para o solvente usado, que tem de ser substituído de 6 em 6 anos. [62]

Os condensadores de dupla-camada não são adequados para o armazenamento de períodos de tempo de longa duração, devido à sua alta taxa de auto-descarga, baixa densidade de energia e altos custos de investimento.

No entanto, devido às suas propriedades, os condensadores de dupla-camada são especialmente adequados para sistemas com um grande número de ciclos de carga / descarga curtos (segundos a horas), onde a sua característica de elevado desempenho pode ser utilizada. [62]



Figura 3.9 - Condensadores Dupla-Camada [67]

3.1.6. Células de Combustível

Tal como as baterias, as células de combustível utilizam energia química armazenada de modo a gerar energia, mas o sistema de armazenamento de energia é individual das suas funções de descarga de energia, ou seja, as células de combustível irão produzir eletricidade a partir de uma fonte externa de combustível.

Uma célula de combustível é uma célula eletroquímica em que são consumidos um agente redutor (combustível) e um agente oxidante (comburente), com o objetivo de gerar energia elétrica. Na célula de combustível, ao contrário das baterias ou das pilhas, estes agentes químicos são fornecidos e consumidos continuamente.

As células de combustível têm a vantagem de serem altamente eficientes (70%) e pouco poluentes, com a capacidade de em uma fração de segundo, transitar entre um estado sem saída de potência para um com alta saída de potência.

A desvantagem que acompanha esta tecnologia, é o seu elevado custo de aquisição e a sua utilização requer um elevado conhecimento de perícia e manutenção.

As células de combustível são normalmente utilizadas como sistemas de emergência, em zonas onde não existe rede elétrica, aparelhos portáteis, veículos e data centers.

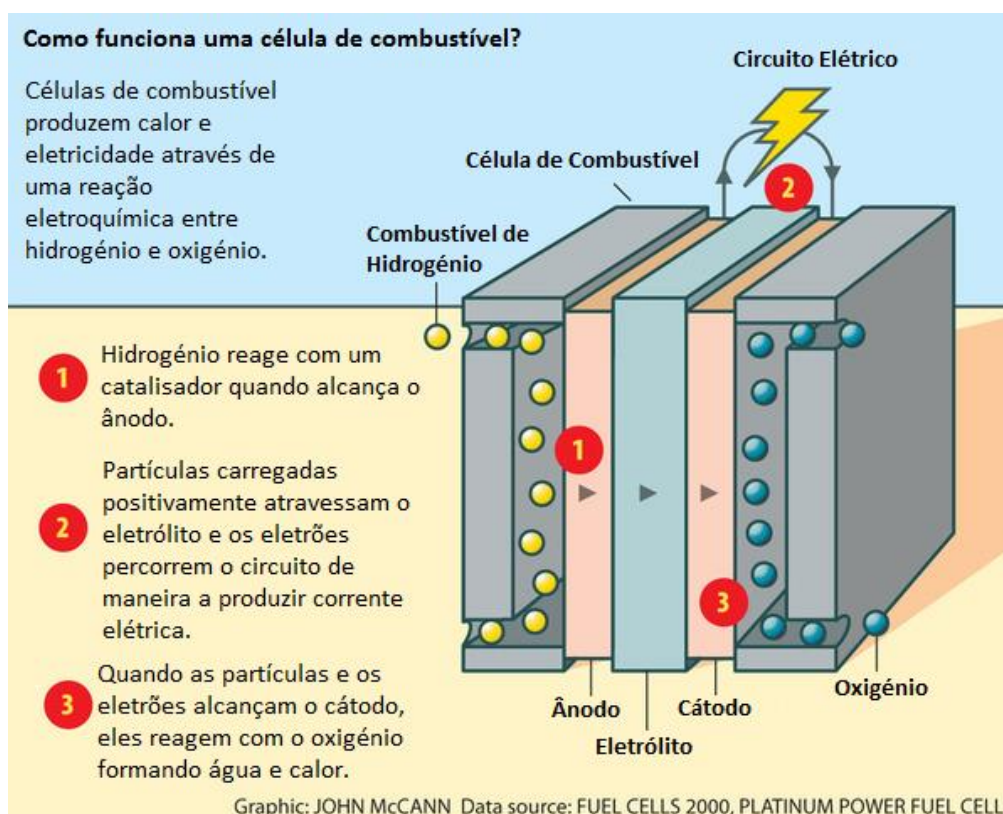


Figura 3.10 - Células de combustível [68]

3.1.7. Baterias de Fluxo

A Bateria de Fluxo é um tipo de bateria recarregável, em que a sua capacidade de carga é garantida por dois componentes químicos dissolvidos em soluções líquidas e separados por uma membrana. [69] [70] [62]

A Bateria de Fluxo é uma célula de combustível recarregável na qual o eletrólito contém um ou mais elementos eletro-ativos dissolvidos fluindo através de uma célula eletroquímica que reversivelmente converte energia química diretamente em eletricidade (elementos eletroativos são "elementos na solução que tomam parte da reação no eletrodo ou que podem ser absorvidos pelo eletrodo"). Os eletrólitos adicionais são armazenados externamente, geralmente em tanques e são normalmente bombeados através da célula (ou células), embora versões de alimentação por gravidade também sejam conhecidas. [69] [62]

Em outras palavras, uma bateria de fluxo é similar a uma célula eletroquímica, com a exceção de que a solução iônica (eletrólito) não é armazenada ao redor dos eletrodos e ao invés disto fica armazenada externamente alimentando a célula para gerar eletricidade. O total de quantidade de eletricidade que pode ser gerada depende do tamanho dos tanques de armazenagem. Um benefício deste conceito é que as células podem ser recarregadas simplesmente abastecendo o conteúdo dos tanques como num veículo a gasolina. [69]

A troca iônica, fenômeno responsável por gerar um fluxo de corrente elétrica, ocorre através da membrana, enquanto ambos os líquidos circulam livremente nos seus respectivos compartimentos. O Potencial Elétrico (voltagem da célula) é quimicamente determinado pela Equação de Nernst e a capacidade em aplicações praticas esta entre 1.0 to 2.2 Volts. [69]

As baterias de fluxo apresentam um rápido tempo de resposta, longos ciclos de vida, alta capacidade de carga, e capacidade de tolerância a sobrecargas. [70]

As baterias de fluxo também podem ser consideradas como uma tecnologia limpa, devido à sua incapacidade de produzir emissão de poluentes perigosos. [70]

Ao contrário das baterias convencionais, as baterias de fluxo necessitam de bombas, sensores, unidades de controle e possuem uma baixa densidade de energia. [70]

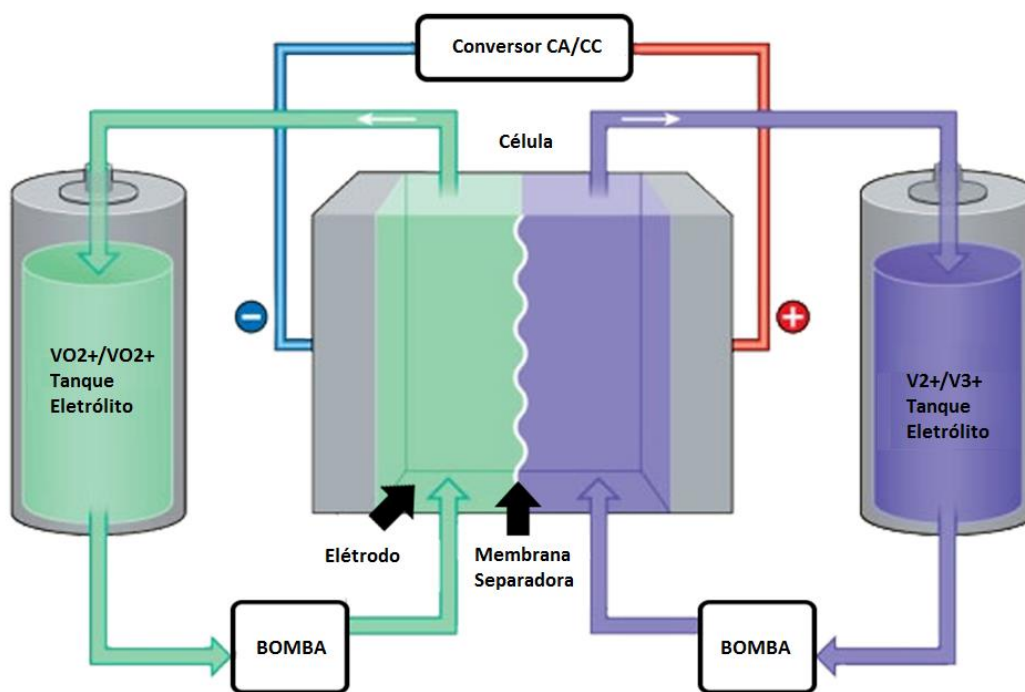


Figura 3.11 - Baterias de fluxo [71]

3.1.8. Baterias Secundárias

3.1.8.1. Chumbo

Cada célula de uma bateria de ácido-chumbo é composta por um eletrodo positivo de dióxido de chumbo (PbO₂) e de um eletrodo negativo de chumbo no seu estado puro (Pb), separados por um material microporoso imersivo numa solução líquida de eletrólito de ácido sulfúrico. [72] [62]

Durante a descarga, o dióxido de chumbo no eletrodo positivo é reduzido a um óxido de chumbo, que vai reagir com o ácido sulfúrico (H₂SO₄) para dar origem ao sulfato de chumbo (PbSO₄). [72] [62]

Através desta transformação química, vai haver produção de eletricidade, e durante o ciclo de carga esta reação é revertida. [72]

Vantagens:

- Elevada fiabilidade
- Seguras
- Rápidos períodos de descarga (5ms)
- Baixo custo (300-600 €/kWh)
- Alta eficiência (até 90%)

Desvantagens:

- Tempo de vida útil curto (500 a 1000 ciclos de carga/descarga total)
- Tempo de recarga de energia longo
- Longa dimensão e pesadas
- Pode ocorrer a sulfatação (acumulo de sulfato de chumbo sobre as placas dos elementos acumuladores)

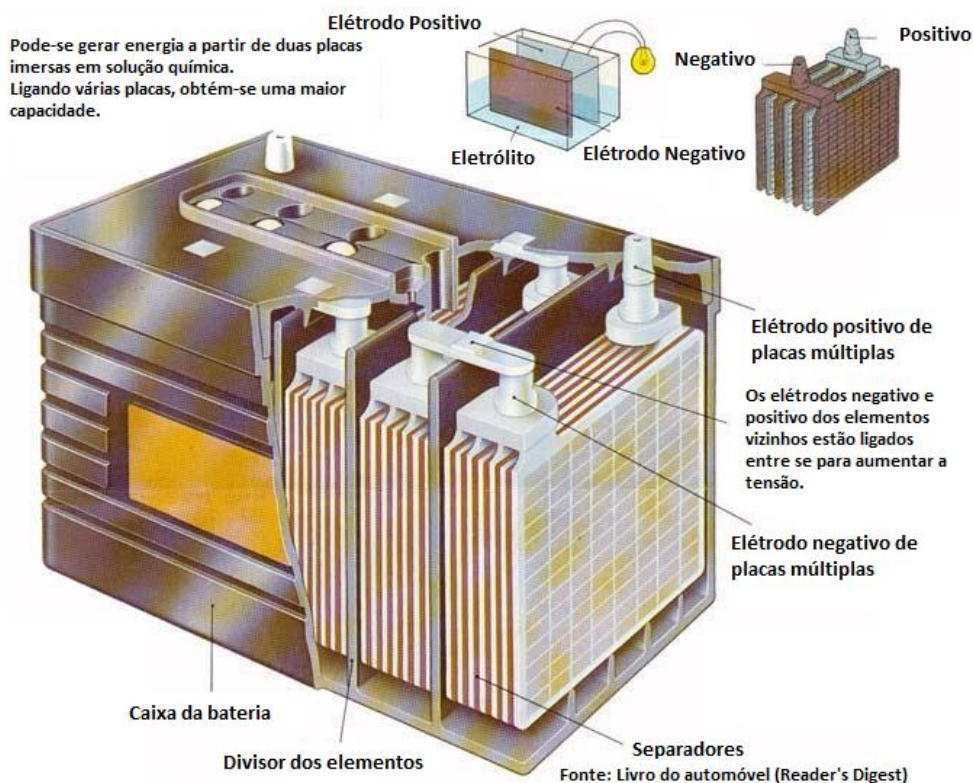


Figura 3.12 - Bateria de chumbo [73]

3.1.8.2. Níckel-Cádmio

As baterias do tipo Níckel-Cádmio (NiCd) têm um eléctrodo de cádmio (positivo) e um hidróxido de níckel (negativo). Os dois eléctrodos estão separados por hidróxido de potássio e nylon. [72] [62]

Estas baterias gradualmente vão perdendo a sua capacidade de armazenamento máxima se forem repetidamente recarregas após uma descarga incompleta, dando-se o efeito de memória. [72] [62]

Devido aos efeitos ambientais nocivos derivados do uso destas baterias, as baterias do tipo Lítio-Ion estão a ser usadas como substituto permanente. [72]

Cada célula de Ni-Cd consegue fornecer uma tensão de 1.2 V e têm uma capacidade entre 0,5 e 2,7 Ah. [72] [62]

Vantagens:

- Mais compactas e leves que as baterias de chumbo
- Tempo de vida útil longo (até 2000 ciclos de carga/descarga total)
- Mantém as suas propriedades até ao fim da sua vida útil quando se dá carga/descarga total

Desvantagens:

- Podem perder gradualmente a sua capacidade de armazenamento de energia se forem recarregadas depois de uma descarga incompleta (Efeito de memória)



Figura 3.13 - Bateria de Níquel-Cádmio [74]

3.1.8.3. Lítio-Ion

As baterias são fabricadas com camadas alternadas de elétrodos, onde circulam ciclicamente íons de lítio entre eles. [72] [62]

Estas baterias não são afetadas pelo efeito de memória e suportam recargas em após descargas incompletas. [72] [62]

Elas têm um rácio de densidade de energia três vezes maior que as baterias de chumbo, devido ao baixo peso atómico do lítio (30 vezes mais leve que o chumbo). [72]

Para além de uma seleção rigorosa de baterias com a mesma voltagem e resistência interna para operar em série e/ou em paralelo, é também necessário que cada célula de bateria seja carregada com o mesmo valor entre cada célula. [72]

A tensão da célula durante um período de descarga não deve ser inferior a 2.6V e a auto-descarga é cerca de 5% por mês. [72]

Vantagens:

- Alta densidade energética (aproximadamente 115 Wh/kg);
- Ausência do efeito de memória;
- Tecnologia em desenvolvimento;
- Tempo de vida útil longo (500 a 1000 ciclos de carga/descarga total).

Desvantagens:

- Facilmente corrompidas;
- Inflamáveis;

- Necessita de circuito de proteção para limitar a tensão e corrente;
- Não suporta fenômenos de sobrecarga.



Figura 3.14 - Bateria Lítio-Ião [75]

3.1.8.4. Sulfato de Sódio

As baterias de Sulfato de Sódio consistem em um ânodo e cátodo de sódio e de sulfato, e de um material de cerâmica beta alumina ($\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$) que é usado como um eletrólito e separador em simultâneo. [72] [62]

A configuração tubular destas baterias permite a mudança dos estados dos elétrodos durante os ciclos de carga e descarga, e minimiza a área de isolamento favorecendo o design da célula. [72]

A criação destas baterias foi inteiramente da responsabilidade por parte das empresas japonesas Tokyo Power Company (TEPCO) e da NGK Insulators Company, que tinham como objetivo substituir as estações de bombeamento. [72] [62]

Estas baterias operam a temperaturas muito elevadas (300°C a 350°C), pois tanto o sódio como o sulfato e os produtos reativos encontram-se num estado líquido, que facilita a alta reatividade dos elétrodos. [72]

Vantagens:

- Elevada densidade de potência e energia;
- Não poluentes e recicláveis;
- Resistentes à degradação;
- Tempo de vida útil longo (2500 ciclos de carga/descarga total);
- Garantem pulsos de energia contínuos até 5x maiores que a sua capacidade nominal durante um período de tempo até 30 segundos).

Desvantagens:

- Elevado custo de aquisição (2500 a 3000 €/kWh);
- Tecnologia protegida por propriedade intelectual;

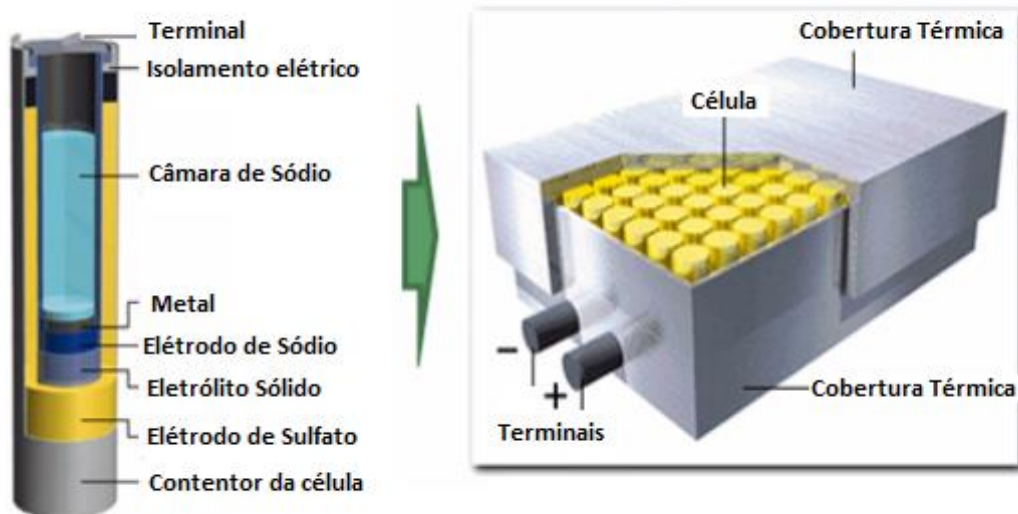


Figura 3.15 - Bateria de sulfato de sódio [76]

3.2. Situação Atual das Tecnologias de Armazenamento

É importante referir, que a aplicação de sistemas de armazenamento de energias está em constante evolução, o que torna difícil analisar a situação atual e obter conclusões concretas.

Na Figura 3.16, conseguimos ter uma perspetiva mundial quanto à potência e a capacidade instalada de cada uma das tecnologias.

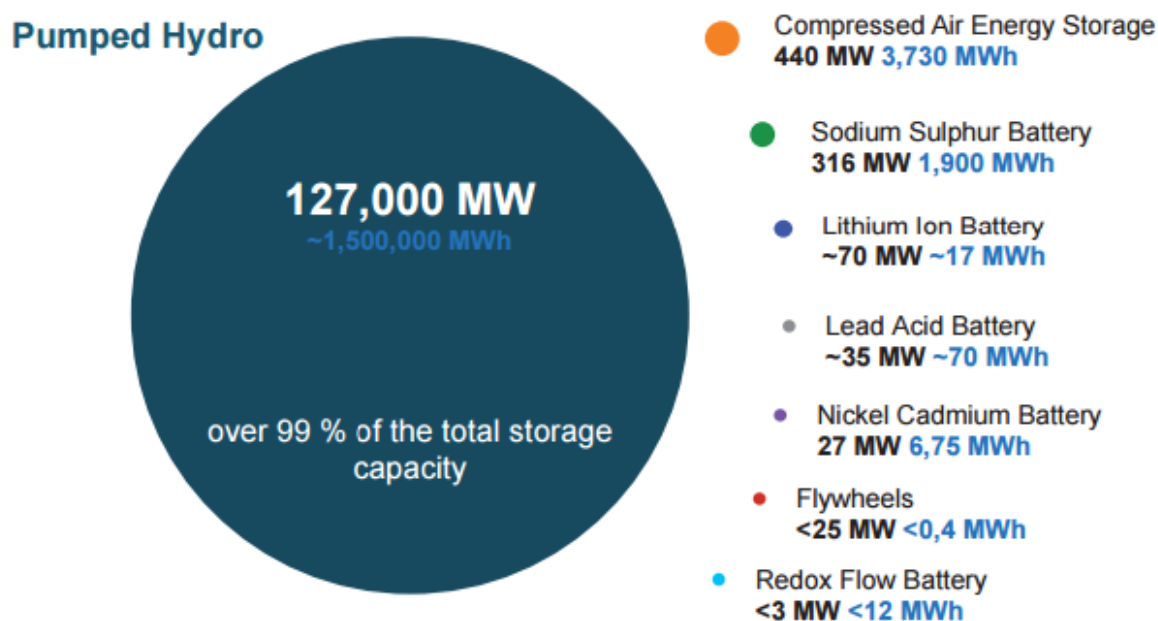


Figura 3.16 - Capacidade instalada por tipo de armazenamento de energia elétrica mundialmente no ano de 2011 [62]

3.3. Estado de Maturidade

Segundo os dados apresentados pelo relatório IEC, conclui-se que não existe atualmente uma tecnologia universal única superior a todos os outros sistemas de armazenamento.

Na Figura 3.17 podemos observar o estado de maturidade para as tecnologias de armazenamento em 2011, e na Figura 3.18 a relação entre potência e energia de cada uma das tecnologias de armazenamento.

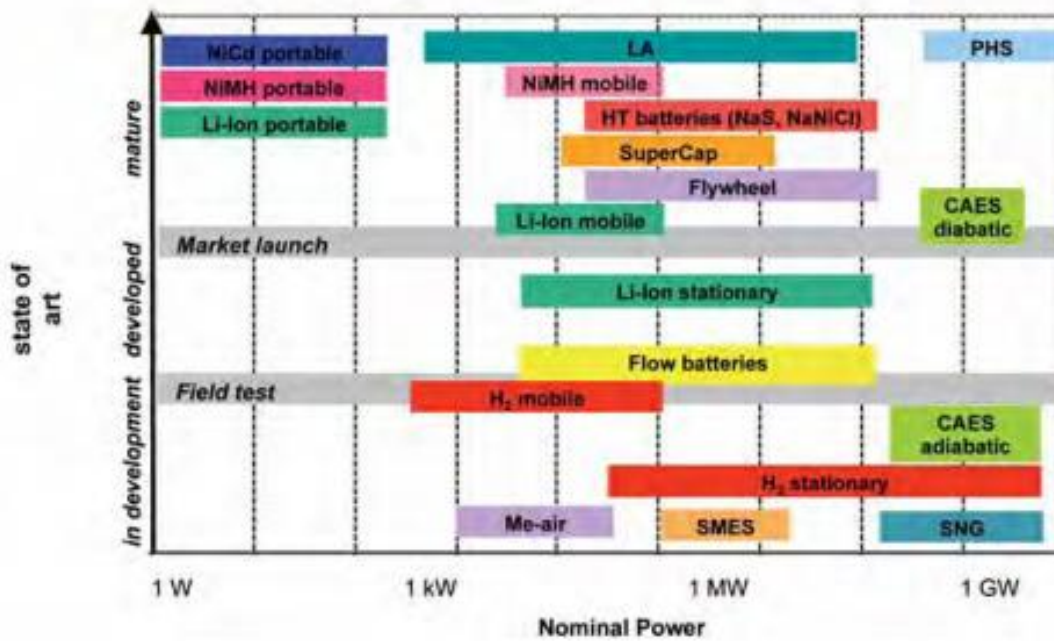


Figura 3.17 - Estado de Maturidade das tecnologias de armazenamento [62]

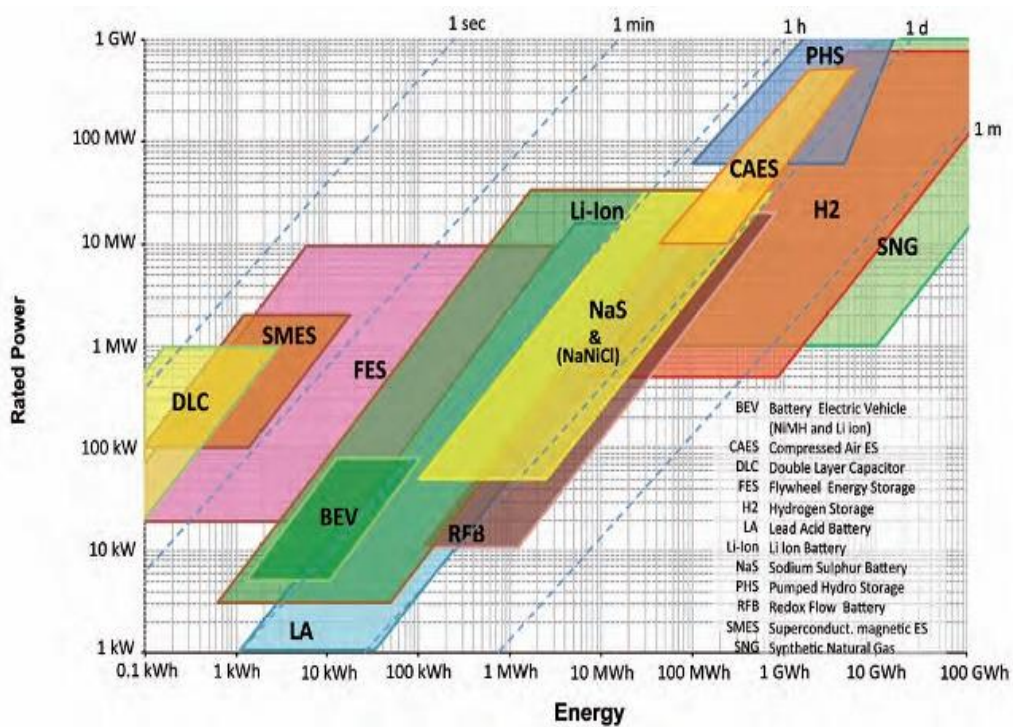


Figura 3.18 - Relação entre potência e energia de cada uma das tecnologias de armazenamento [61]

Capítulo 4

Caso de Estudo

O caso de estudo do trabalho localiza-se situado na Gafanha da Encarnação, pertencente à freguesia do concelho de Ílhavo, distrito de Aveiro. com 16,44 km² de área e com 15 240 habitantes. A sua densidade populacional é cerca de 942,9 habitantes por km².

A área do nosso caso de estudo, pode ser considerada como uma península: é cercada a Este e a Norte pela Ria de Aveiro e a Oeste encontra-se rodeada ao largo da sua costa pelo oceano atlântico.

A Sul, a nossa rede elétrica termina na zona da Praia da Vagueira, e trata-se do único local que comunica diretamente com a terra.

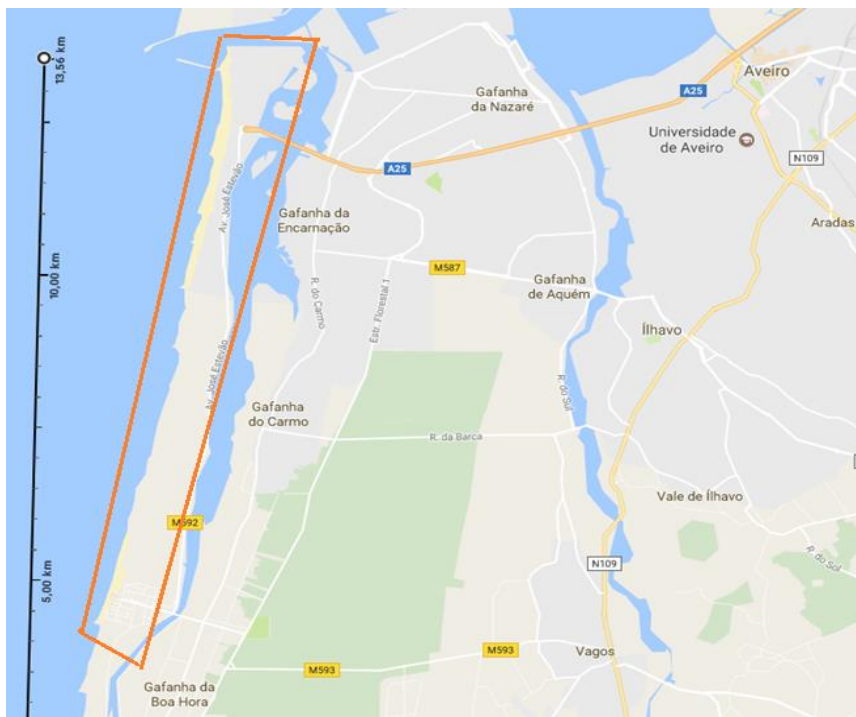


Figura 4.1 - Rede de estudo

4.1. Análise da Zona

4.1.1. Análise Climática

A caracterização climática da região onde se insere o presente projeto foi efetuada com base nos dados da Estação Climatológica de S. Jacinto (Latitude 40° 39' N, Longitude 8° 44' W e Altitude 8 metros), a estação mais próxima da área de implantação do projeto.

Para a caracterização climática da área de estudo, selecionaram-se os seguintes parâmetros: temperatura do ar, frequência e velocidade média do vento para cada rumo, irradiação solar, regime das marés, variação do nível do mar, agitação local e agitação ao largo.

4.1.1.1. Temperatura do Ar

A temperatura média mensal do ar, tem o seu máximo em Agosto (18,6 °C) e o mínimo em Dezembro (10,0 °C), sendo o valor médio anual de 14,6 °C.

A amplitude térmica (diferença entre a temperatura média máxima e média mínima) é muito uniforme ao longo do ano, variando entre 9°C (Janeiro) e 18°C (Julho).

A maior diferença entre a temperatura mínima absoluta e a temperatura máxima absoluta ocorre em Setembro (29,9 °C), enquanto a menor diferença tem lugar em Dezembro (22,8 °C).

Conclui-se assim que a estação quente presente na região é a do Verão.

4.1.1.2. Frequência e Velocidade Média do Vento

Os ventos predominantes que atravessam a rede elétrica, são de Norte (27,2%) e Noroeste (15,5%). Refere-se ainda que os períodos de calma, que correspondem uma velocidade do vento inferior a 1 km.h⁻¹, ocupam 16,4% do ano.

As velocidades médias nesses dois rumos são de 18,2 km.h⁻¹ (5 m/s) e 18,6 km.h⁻¹ (5,2 m/s), respectivamente, enquanto o valor mais alto se atinge no rumo Sudeste, com 25,5 km.h⁻¹ (7,1 m/s).

Em termos mensais, verifica-se que a designada “nortada” é particularmente dominante nos meses de Abril a Agosto.

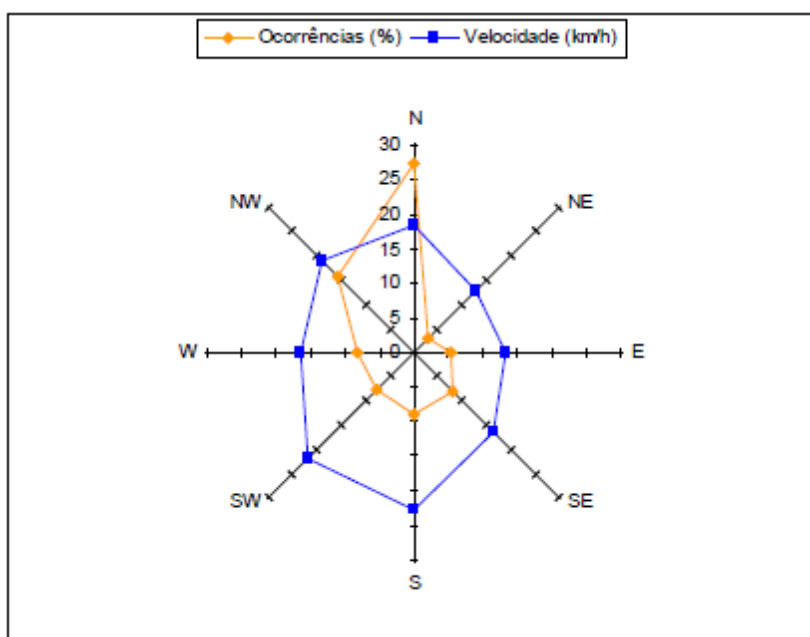


Figura 4.2 - Velocidade média (km.h⁻¹) e Frequência do vento (% por rumo) [77]

4.1.1.3. Irradiação Solar

O local escolhido para analisar os valores de Incidência global de irradiância solar, foi um dos campos pretendidos onde se iria planear a instalação de um dos campos fotovoltaicos, com as coordenadas Latitude 40° 36' N, Longitude 8° 45' W e Altitude 3 metros.

A irradiância solar tem o seu máximo em Julho (7450 Wh/m²/dia) e o mínimo em Dezembro (1840 Wh/m²/dia).

O valor de radiação incidente solar anual é 4810 Wh/m²/dia e o ângulo ótimo de inclinação é de 36°.

Na Figura 4.3, podemos observar os diferentes valores obtidos através do website europeu da Joint Research Centre, pertencente ao Institute for Energy and Transport (IET), durante o ano de 2016.

Optimal inclination angle is: 36 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

| Month | Hh | Hopt | H(90) | lopt | T24h | NDD | |
|-------|------|------|-------|------|------|------|---|
| Jan | 2090 | 3670 | 3730 | 64 | 10.8 | 222 | Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2/day) |
| Feb | 3190 | 4940 | 4490 | 57 | 11.2 | 185 | Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m2/day) |
| Mar | 4800 | 6140 | 4570 | 44 | 12.9 | 108 | H(90): Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m2/day) |
| Apr | 5800 | 6310 | 3560 | 30 | 14.1 | 102 | lopt: Optimal inclination (deg.) |
| May | 6890 | 6640 | 2860 | 16 | 15.9 | 29 | T24h: 24 hour average of temperature (°C) |
| Jun | 7450 | 6750 | 2470 | 7 | 18.4 | 4 | NDD: Number of heating degree-days (-) |
| Jul | 7450 | 6950 | 2680 | 11 | 19.2 | 2 | |
| Aug | 6680 | 6930 | 3430 | 22 | 19.7 | 3 | |
| Sep | 5330 | 6550 | 4390 | 39 | 19.3 | 19 | |
| Oct | 3680 | 5290 | 4480 | 52 | 17.1 | 66 | |
| Nov | 2420 | 4100 | 4040 | 62 | 13.6 | 192 | |
| Dec | 1840 | 3390 | 3560 | 66 | 11.6 | 219 | |
| Year | 4810 | 5640 | 3680 | 36 | 15.3 | 1151 | |

Figura 4.3 - Valores da radiação solar obtidos pelo PGI VS

4.1.2. Regime das marés

Esta caracterização do regime de níveis de maré foi feita com base nas previsões constantes das Tabelas de Marés do Instituto Hidrográfico (Portugal), a partir de análises harmónicas de séries de observações maregráficas.

De uma forma geral, na costa ocidental de Portugal, a onda de maré propaga-se de Sul para Norte, apresentando características semi-diurnas regulares, que se traduzem na ocorrência diária de duas preia-mares (PM) e duas baixa-mares (BM), de grande amplitude, variando entre 1 m, nas marés mortas, até 4 m, nas marés vivas.

Quanto ao nível do mar, concluiu-se que se encontra em fase de subida, com uma tendência de cerca de $1,75 + 0,13$ mm/ano.

4.1.3. Agitação das Ondas

De acordo com os resultados obtidos pela Consulmar, foi possível caracterizar o regime de agitação na zona da barra do Porto de Aveiro.

4.1.3.1. Agitação Local

No que se refere à distribuição dos rumos, conclui-se haver uma grande concentração dos rumos em torno do rumo ONO (com uma frequência da ordem de 75%), seguido do rumo O (com uma frequência de 16,5%). A frequência de agitação com rumo locais rodados para sul do rumo O é reduzida, sendo inferior a 2,5%.

Quanto à distribuição das alturas de onda, verifica-se que o escalão mais frequente continua a ser o escalão de 1,0 a 2,0 m (com cerca de 42% das ocorrências), seguido do escalão de 2,0 a 3,0 m (com uma frequência de 26,5%). A frequência de alturas superiores a 4,0 m é da ordem de 1,5%.

A distribuição de períodos no local é praticamente idêntica à distribuição ao largo.

4.1.3.2. Agitação ao Largo

Na Figura 4.4, apresentam-se as distribuições de rumos, alturas e períodos da agitação ao largo resultantes dos registos considerados para o regime médio anual da zona.

Os rumos dominantes são do sector NO, sendo o rumo mais frequente o NO, com mais de 70% das ocorrências.

No que respeita à distribuição de alturas das ondas, o escalão mais frequente é o de 1,0 a 2,0 m (40% das ocorrências), seguindo-se o escalão de 2,0 a 3,0 m (30% das ocorrências).

A frequência de alturas superiores a 5,0m é da ordem de 2%.

A distribuição dos períodos de pico das ondas, mostra que o escalão mais frequente é o escalão de 11 a 13s (33,5% das ocorrências), seguindo-se o escalão de 9 a 11s (26% das ocorrências). A frequência de períodos superiores a 15s é da ordem de 8%.

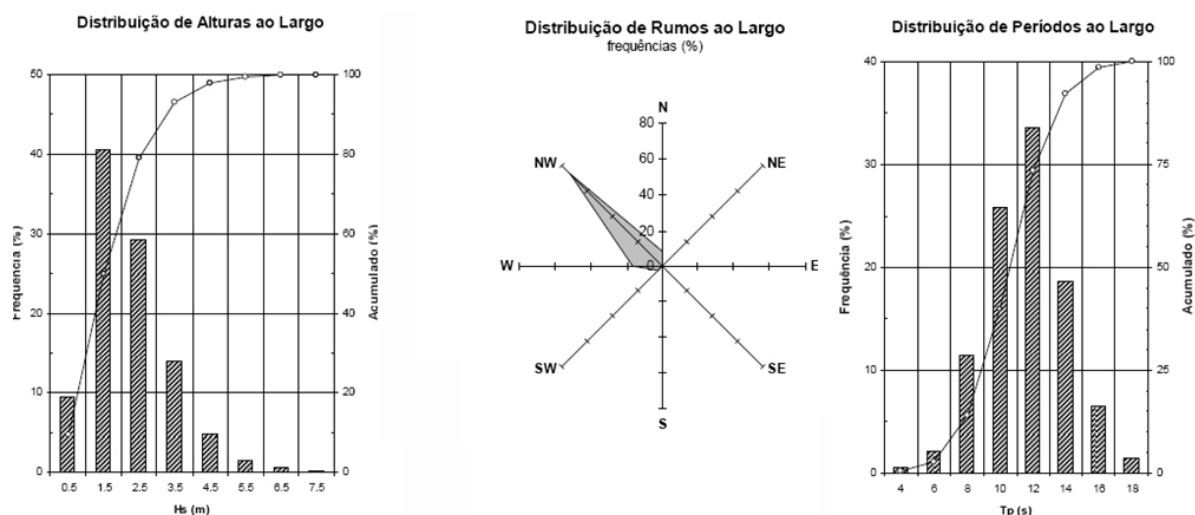


Figura 4.4 - Distribuições de rumos, alturas e períodos da agitação ao largo [77]

4.1.4. Velocidade das Correntes na Ria de Aveiro

De acordo com os dados obtidos pela Universidade de Aveiro, em regime climático normal, podemos considerar 4 cenários possíveis para os comportamentos das correntes na Ria de Aveiro: maré-alta, maré-baixa, maré enchente e maré vazante.

Na Figura 4.5, podemos observar que os períodos com maior velocidade de correntes, são os de vazante e de enchente, atingindo velocidades superiores a 2,5 m/s.

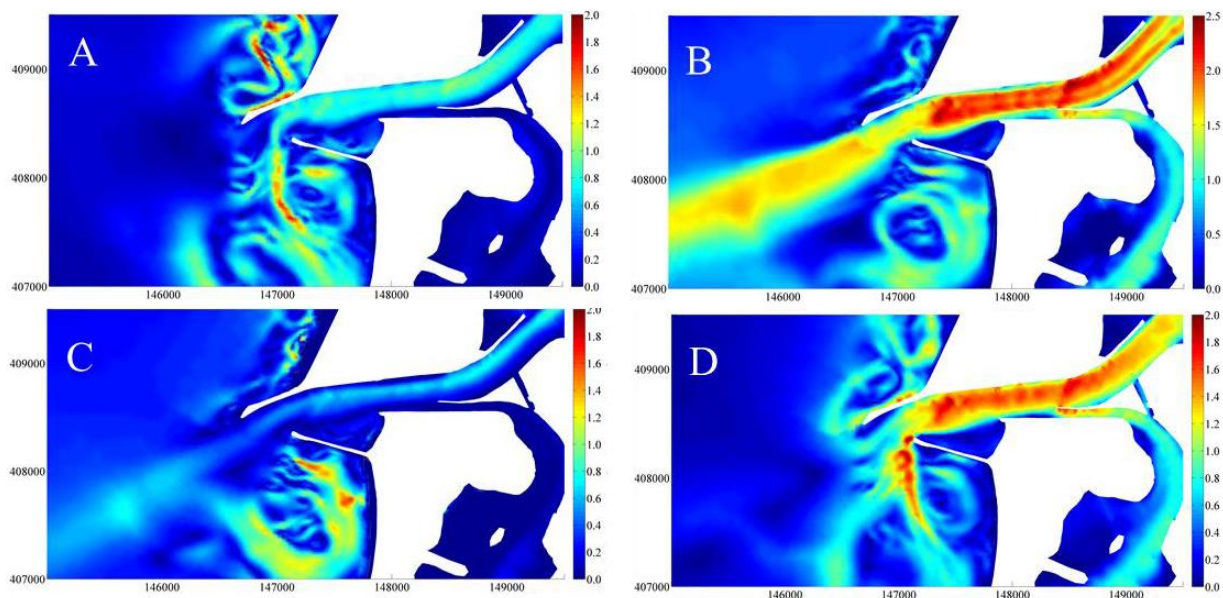


Figura 4.5 - Velocidade das correntes na Ria de Aveiro em regime climático normal (A – Maré Alta, B- Maré Vazante, C- Maré Baixa, D-Maré Enchente) [78]

4.2. Rede Elétrica de Distribuição

Na nossa rede elétrica de estudo, estão instalados 42 postos de transformação, garantindo uma tensão nominal de 15 kV, distribuídos ao longo de aproximadamente 13 km de comprimento.

Na Figura 4.6, podemos observar a rede de Gafanha da Nazaré, que alberga a rede elétrica em estudo.

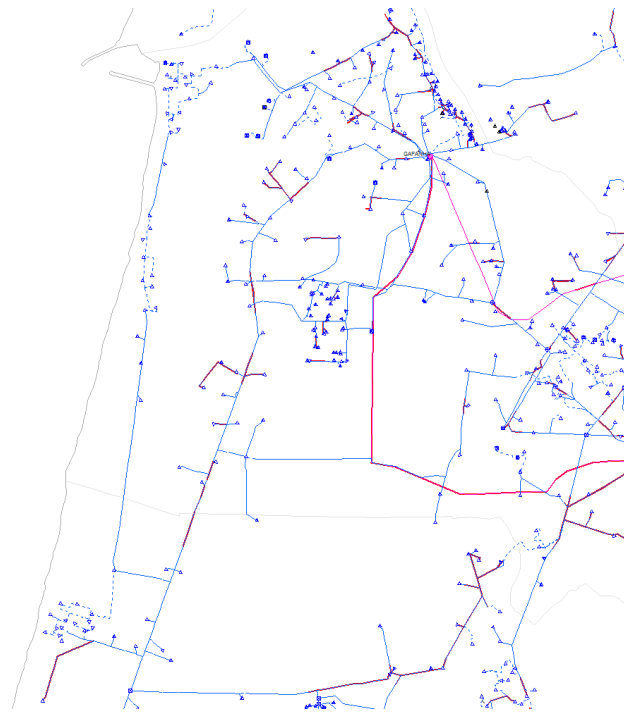


Figura 4.6 - Rede elétrica de Gafanha da Nazaré

Os cabos aéreos encontram-se representados a traço cheio, e estão localizados ao largo da zona fluvial e rural, os cabos subterrâneos representados a tracejado, estão localizados nas zonas residenciais urbanas.

Nas Figura 4.7, Figura 4.8 e Figura 4.9, observa-se os cabos que separam a “península” da “terra”, bem como os seus valores de ponta de carga e potência que os percorrem.

Esta rede é alimentada pela subestação de Gafanha, através de três saídas que serão denominadas saída 1, saída 2 e saída 3.

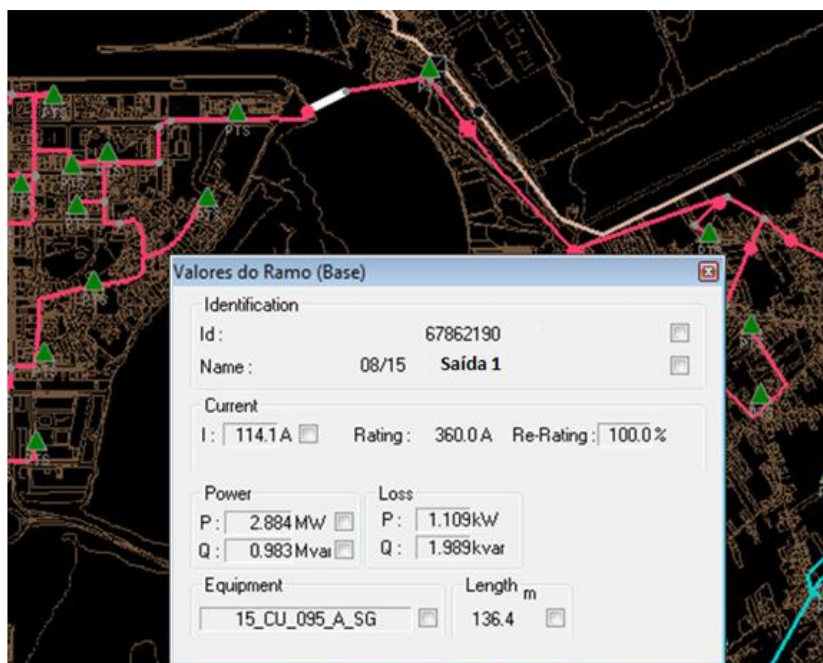


Figura 4.7 - Linha da Saída 1

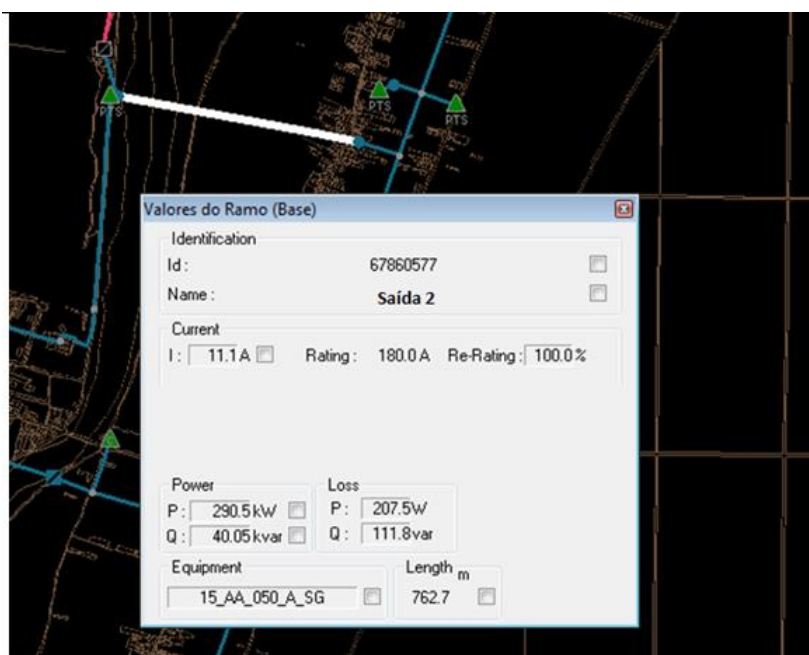


Figura 4.8 - Linha da saída 2

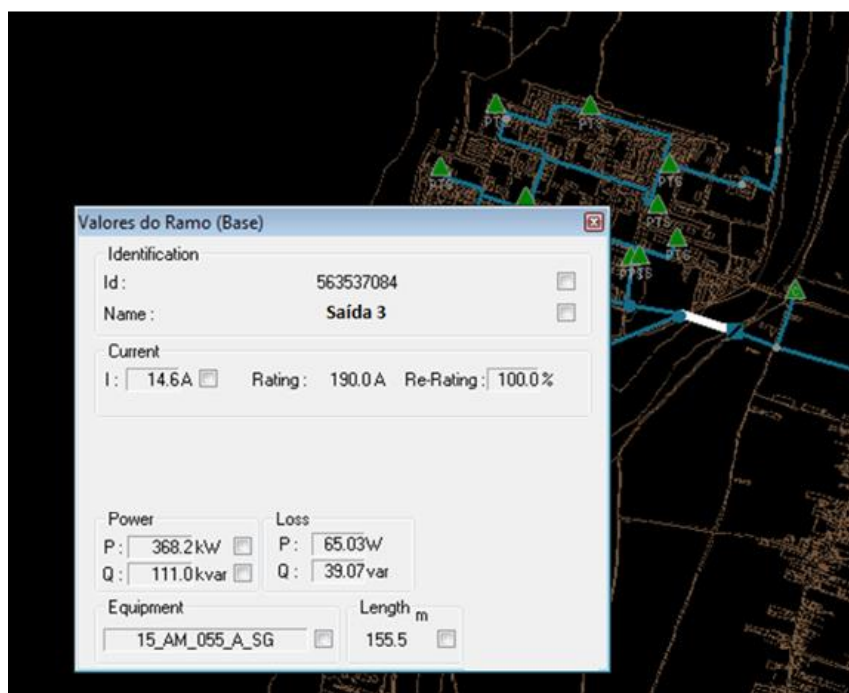


Figura 4.9 - Linha da saída 3

4.3. Diagrama de Cargas

De maneira a assegurar que a rede alvo de estudo poderá funcionar como uma rede isolada, com capacidades de garantir a continuidade do serviço, é necessário determinar os períodos de maior ponta e maior consumo.

Recorrendo à aplicação Diagrama de Cargas, foram recolhidos os valores de telecontagem da EDP-Distribuição lidos para o ano de 2015:

- Maior pico de carga diário;
- Maior consumo energético diário.

4.3.1. Pico de Carga

Este valor representa o valor máximo de intensidade de corrente à saída da subestação (Gafanha) no ano de 2015.

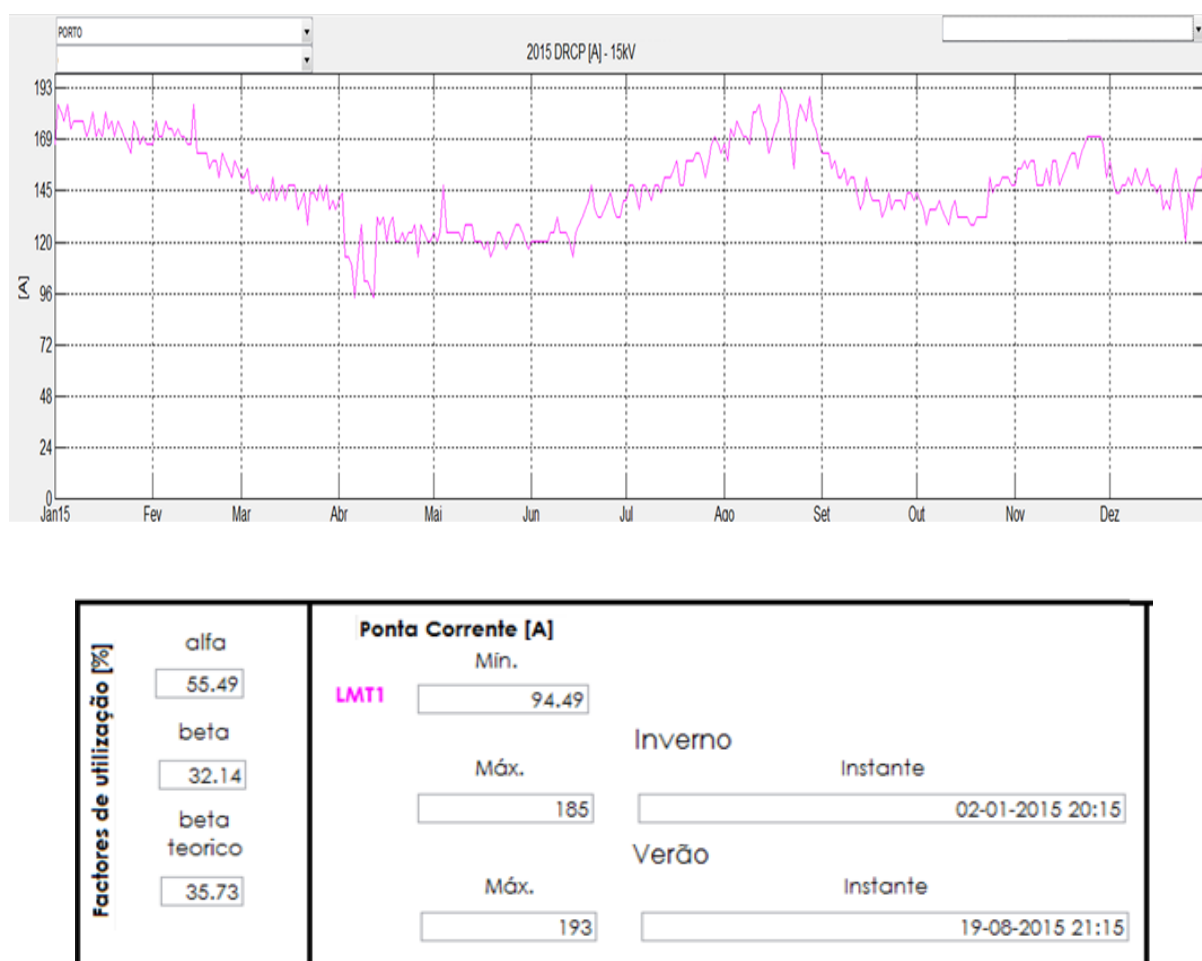


Figura 4.10 - Diagrama anual de cargas (2015)

A partir dos dados da Figura 4.10, podemos observar que a maior ponta de corrente anual, situa-se no mês de Agosto, mais especificamente no dia 19 às 21:15h, com um valor correspondente de 193 A.

Esta ocorrência deve-se ao aumento da densidade populacional durante o período balnear, o que vai implicar um maior consumo energético.

4.3.2. Maior Consumo Energético

De modo a determinar o dia para o qual o consumo de carga foi maior, foram importados os dados cronológicos da intensidade de corrente e de tensão das três saídas pertencentes à nossa rede de estudo.

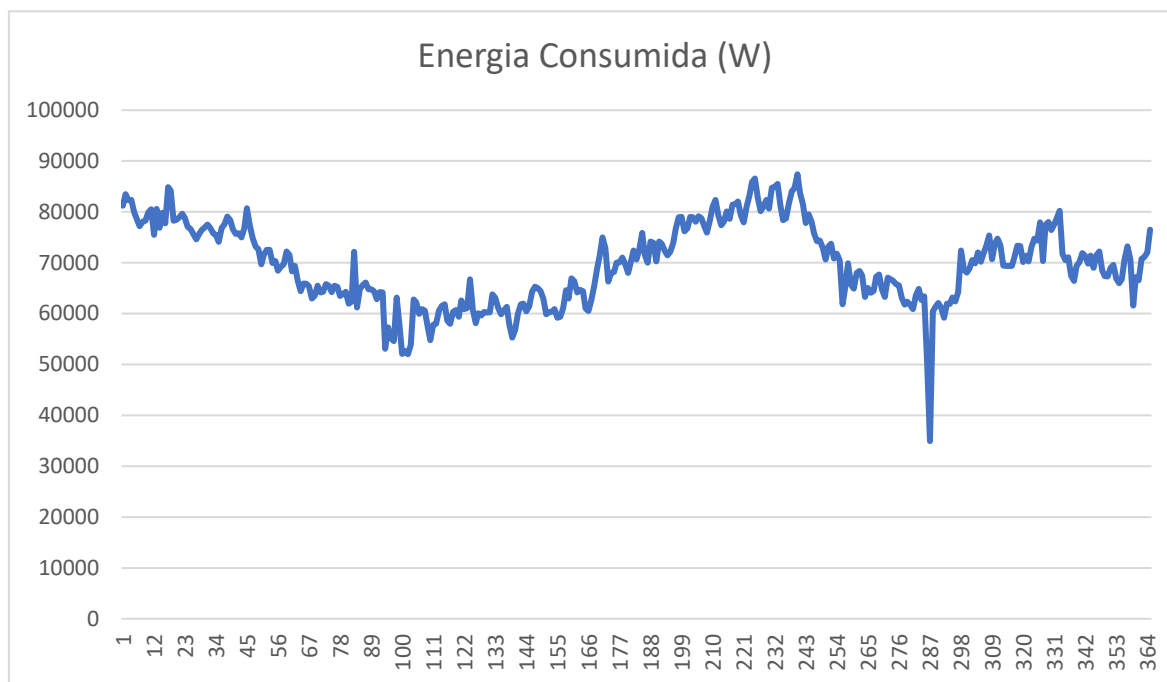


Gráfico 4.1 - Energia Consumida diariamente, em Watts

Verificou-se para o gráfico 4.1, que o dia com mais consumo energético em 2015, foi no dia 28 de Agosto.

A descida acentuada de consumo ocorreu no dia 13 de Outubro, devendo-se a uma avaria de um equipamento, que provocou uma falha parcial nos serviços de distribuição.

4.4. Simulação da Rede

De modo a estudar as alterações que vamos provocar à rede elétrica existente, foi necessário simulá-la, implementando-a no software DPLAN, o esquema da rede elétrica atual, importando os respetivos dados da mesma, que se encontram localizados na base de dados do software SIT (Sistema de Informação Técnico).

Para garantir uma análise correta do funcionamento da rede, foram importados os dados relativos às três subestações da região de Aveiro: Gafanha, Ílhavo e Aveiro, bem como os equipamentos e instalações existentes da rede.

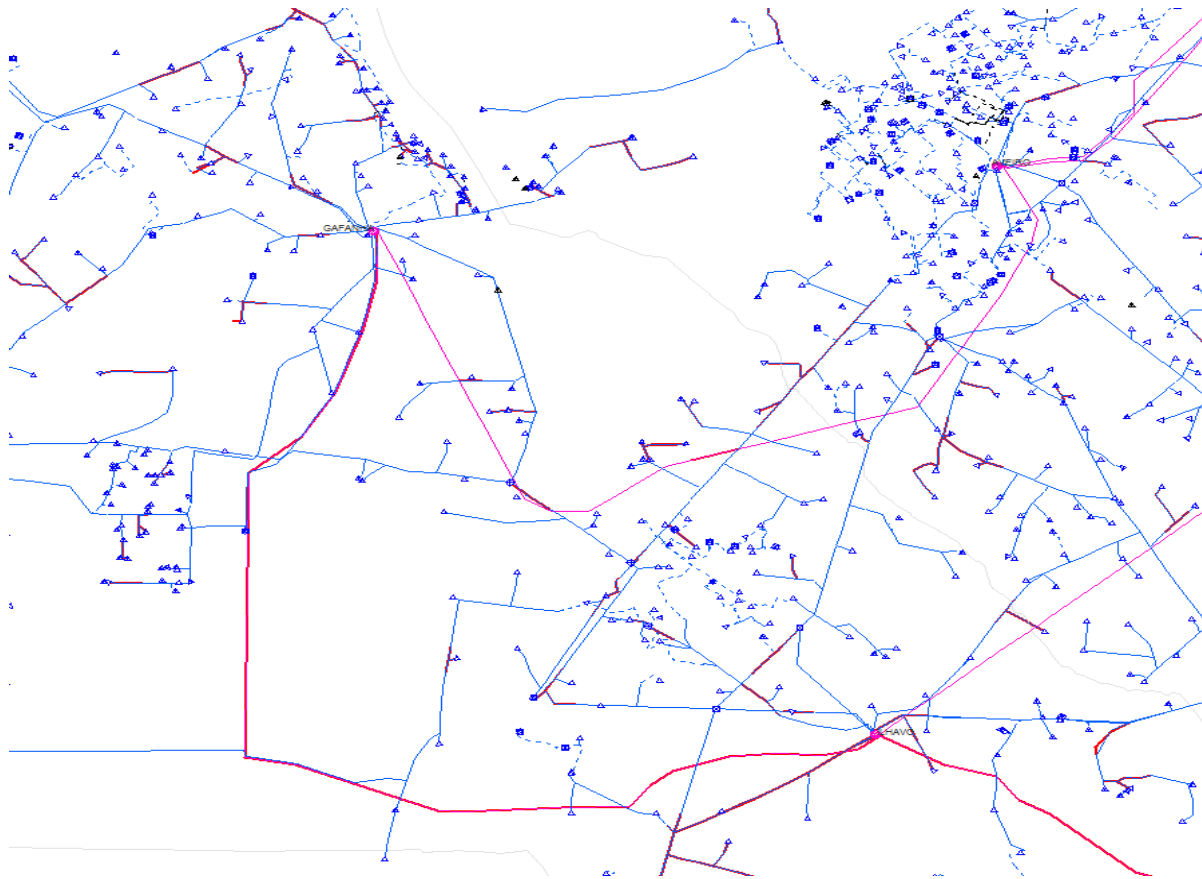


Figura 4.11 - Rede elétrica Gafanha/Ílhavo/Aveiro

Após terem sido ajustado os parâmetros da nossa rede simulada de acordo com a rede atual, foi necessário analisar o comportamento da rede para os nossos dois casos de estudo (maior pico e maior consumo).

Utilizando os valores obtidos através dos diagramas de cargas, simulou-se no DPLAN o momento da ponta.

De seguida, existe a necessidade de planear a rede, tendo em consideração o acréscimo de cargas para um período temporal de 10 anos.

Implementou-se para cada concelho (Vagos, Aveiro, Ílhavo e Oliveira do Bairro) pertencente à nossa rede elétrica, as taxas de crescimento acumulado de cargas previstas, respetivas.

Tabela 4.1- Taxas de crescimento acumulado de cargas

| Concelho | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Acumulado |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------|
| Vagos | 1.0 | 1.1 | 1.3 | 1.5 | 1.4 | 1.7 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 15.00 |
| Aveiro | 0.9 | 1.2 | 1.3 | 1.5 | 1.4 | 1.8 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 17.10 |
| Ílhavo | 1.4 | 1.9 | 2.0 | 2.1 | 2.0 | 2.3 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 23.97 |

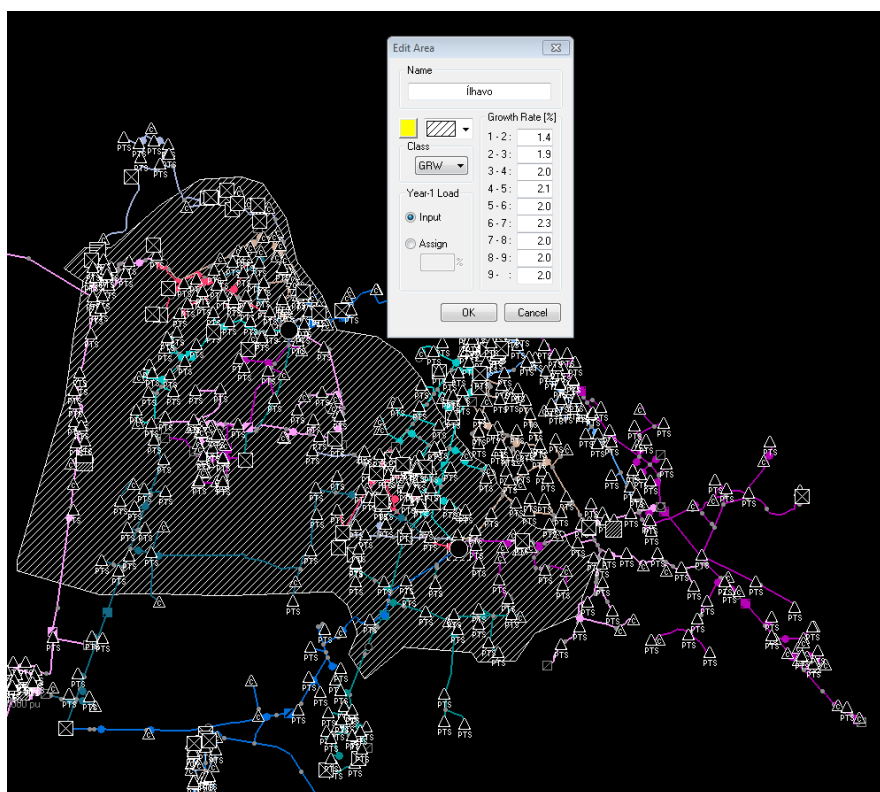
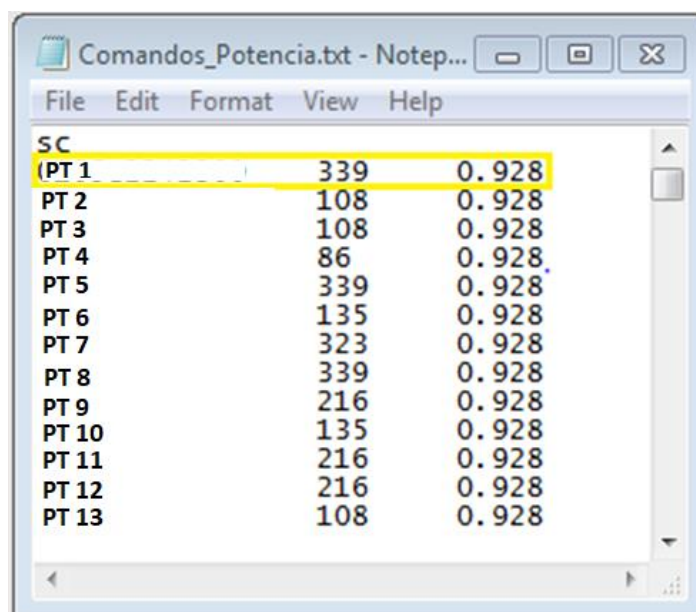


Figura 4.12 - Taxas de crescimento de cargas em DPLAN para o concelho de Ílhavo

Por fim, resta estabelecer para cada PT da nossa rede elétrica principal, a potência aparente e fator de potência para cada nó respetivo.

Na Figura 4.13 – Atribuição de 339 kVA, com fator de potência de 0,928 ao PT 1, podemos observar de que forma estabelecemos estes valores para cada um dos nós, que serão posteriormente carregados pelo DPLAN.



| Node | Power (kVA) | Power Factor |
|-------|-------------|--------------|
| SC | | |
| PT 1 | 339 | 0.928 |
| PT 2 | 108 | 0.928 |
| PT 3 | 108 | 0.928 |
| PT 4 | 86 | 0.928 |
| PT 5 | 339 | 0.928 |
| PT 6 | 135 | 0.928 |
| PT 7 | 323 | 0.928 |
| PT 8 | 339 | 0.928 |
| PT 9 | 216 | 0.928 |
| PT 10 | 135 | 0.928 |
| PT 11 | 216 | 0.928 |
| PT 12 | 216 | 0.928 |
| PT 13 | 108 | 0.928 |

Figura 4.13 – Atribuição de 339 kVA, com fator de potência de 0,928 ao PT 1

Finalmente, obtivemos a nossa rede de estudo com todas as cargas e saídas respetivas, onde cada uma das saídas das subestações estão representadas por cores diferentes.

4.5. Equipamentos Utilizados

4.5.1. Biomassa

Ao recorrer à utilização de equipamentos de biomassa, podemos garantir a capacidade de efetuar o regulamento de cargas ao sistema de rede isolado, permitindo simultaneamente um aproveitamento útil dos resíduos florestais da região.

Após entrar em contacto com a câmara municipal de Aveiro, foi indicado que a quantidade de resíduo vegetal recolhida anualmente, é aproximadamente 320 toneladas, que são maioritariamente provenientes da limpeza de zonas florestais da região.

Assumindo que os resíduos vegetais podem ser doados, uma solução viável para geração de energia elétrica seria recorrer ao método de biomassa por gaseificação.

Foram estudados 2 equipamentos de biomassa de gaseificação:

- PP20 Grid-Tie Power Pallet da ALL POWER LABS;
- GASIFIER MODEL CPW – 120T + GAS GENSET da Chanderpur Group.

4.5.1.1. PP20 Grid-Tie Power Pallet (ALL POWER LABS)

A PP20 Grid-Tie Power Pallet é constituída por um gaseificador de multi-estágio, um motor industrial de combustão, uma cabeça de gerador e uma Unidade de Controlo de Processo (UCP). A UCP monitora e responde a todas as condições internas do reator, do motor e do filtro, exibindo os resultados num visor LCD.

Também é capaz de ajustar automaticamente a mistura de gás sintético/ar através de um sensor de oxigénio de banda larga Bosch e agita a compartimento de cinzas quando as condições do reator o exigem.

Com o auxílio da UCP, o PP20 Grid-Tie Power Pallet consegue funcionar de forma simultânea com outras fontes de energia renováveis, criando uma potência sincronizada controlada.



Figura 4.14 - Unidade de Controlo de Processo (UCP) [79]

De acordo com as características técnicas do equipamento representado pela Figura 4.14, é possível produzir uma potência contínua de 15 kW, a uma frequência de rede de 50 Hz e voltagens entre os 380-480 V.

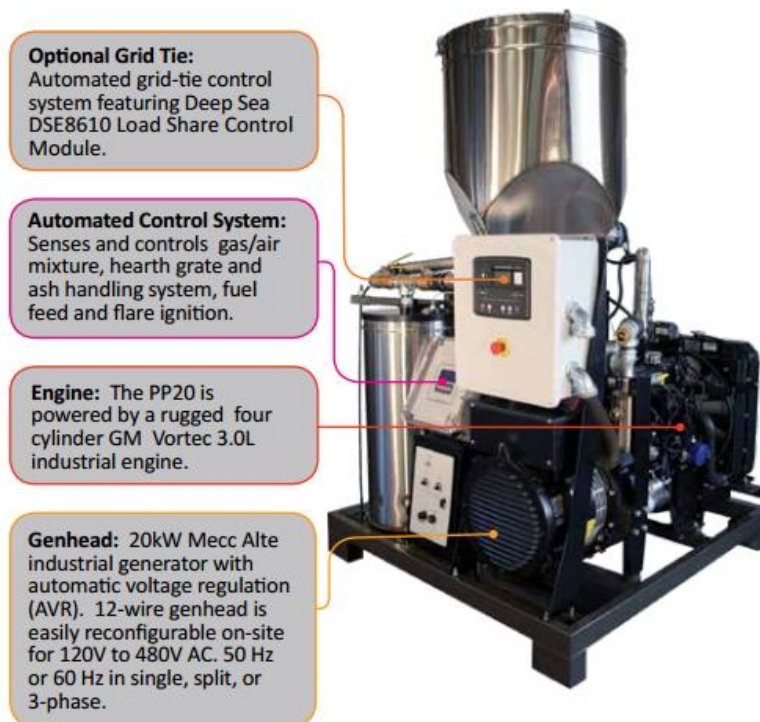


Figura 4.15 - PP20 Grid-Tie Power Pallet [80]

O equipamento da Figura 4.15 deve ser equipado com um módulo de alimentação contínua, de forma a reduzir os cargos do operador, permitindo a capacidade de recarga automática de combustível.



Figura 4.16 - Módulo de alimentação contínua [81]

Para produzir esta potência de uma forma contínua e diária, é necessário a instalação consumir aproximadamente 432 kg de combustível por dia, o que irá resultar num consumo de 160704 kg/ano, garantindo uma potência total diária de 360 kW ($432 \text{ kg} \times 365 \text{ dias} = 160704 \text{ kg}$).

De modo a consumir as 320 toneladas de combustível disponível na sua totalidade, é possível construir 2 instalações de biomassas, o que dará origem a um consumo de 321408 kg/ano ($160704 \text{ kg/ano} \times 2 = 321408 \text{ kg/ano}$).

4.5.1.2. Gasifier Model CPW – 120T + Gas GENSET (Chanderpur Group)

De acordo com as características técnicas do equipamento de biomassa da Chanderpur Group, estes são capazes de produzir uma potência contínua de 60 kW, a uma frequência de rede de 50 Hz e voltagem de 415 V.

Para produzir esta potência de uma forma contínua e diária, é necessário a instalação consumir aproximadamente 2304 kg de combustível por dia, garantindo uma produção de potência total diária de 1,4 MW ($60 \text{ kW} \times 24 \text{ horas} = 1440 \text{ kW}$).

Ao contrário do modelo da ALL POWER LABS, esta biomassa só consegue funcionar numa de duração de 4,5 meses, de modo a consumir as 320 toneladas de combustível previstas.

De maneira a aproveitar o melhor possível este equipamento, é recomendável que ele opere somente nos períodos quando ocorre o maior consumo de carga (meses de verão).



Figura 4.17 - Gasifier model CPW – 120T + Gas GENSET (Chanderpur Group) [82]

4.5.2. Sistema Fotovoltaico

Os painéis seleccionados para o nosso sistema foram os JKM270M-60 da empresa Jinko Solar, tendo sido dimensionados para uma potência de 2,5 MW, perfazendo 9259 painéis fotovoltaicos.

A escolha destes painéis teve como principais fatores a eficiência do módulo, o seu custo e a sua resistência a meios externos suscetíveis à oxidação ou à acumulação de poeira.

Outro fator determinante para a escolha destes painéis, foi o facto de esta empresa ter ficado em primeiro lugar, em finais de 2016, como a melhor empresa em relação ao aproveitamento fotovoltaico por painel.

| Company/ brand | In-house module capacity (MW/year) |
|----------------------|------------------------------------|
| Jinko Solar | 6,500 |
| GCL | 6,000 |
| Trina | 6,000 |
| JA Solar | 5,500 |
| Canadian Solar | 5,000 |
| Hanwha Q Cells | 4,800 |
| First Solar | 3,200 |
| Risen Energy | 3,100 |
| Talesun | 2,800 |
| Suntech/ Shunfeng | 2,400 |
| Seraphim | 2,100 |
| Chint/ Astronergy | 2,000 |
| Hareon | 2,000 |
| SunPower | 1,800 |
| ZNShine | 1,600 |
| SolarWorld | 1,500 |
| Renesola | 1,500 |
| China Sunergy (CSUN) | 1,450 |
| REC Solar | 1,300 |
| HT-SAAE | 1,200 |
| LG | 1,100 |
| Solar Frontier | 1,050 |
| Phono Solar* | 1,000 |
| ET Solar | 1,000 |
| BYD | 1,000 |
| Hyundai Heavy | 600 |
| S-Energy | 530 |
| Waaree | 500 |
| Tata | 500 |
| AU Optronics | 435 |
| Aleo Solar | 250 |
| Anjitek | 170 |
| Winaico | 150 |
| Total | 70,035 |

Figura 4.18 – Classificação mundial de fabricantes de módulos fotovoltaicos, Q4 2016 [83]

A área de ocupação do nosso sistema fotovoltaico é de aproximadamente 54305 m² (inclui o espaçamento entre fileiras para evitar zonas de sombreamento), sendo necessário garantir um espaçamento adicional para as salas técnicas.

Os inversores escolhidos para assegurar uma saída de tensão alternada a injetar na nossa rede, foram os modelos Sun2000 33KTL da Huawei.

Estes inversores permitem realizar até 6 ligações (strings), onde cada ligação irá corresponder a 20 painéis ligados em série.

Para garantir a ligação entre todos os nossos painéis, foram dimensionadas 75 unidades inversoras ao sistema.

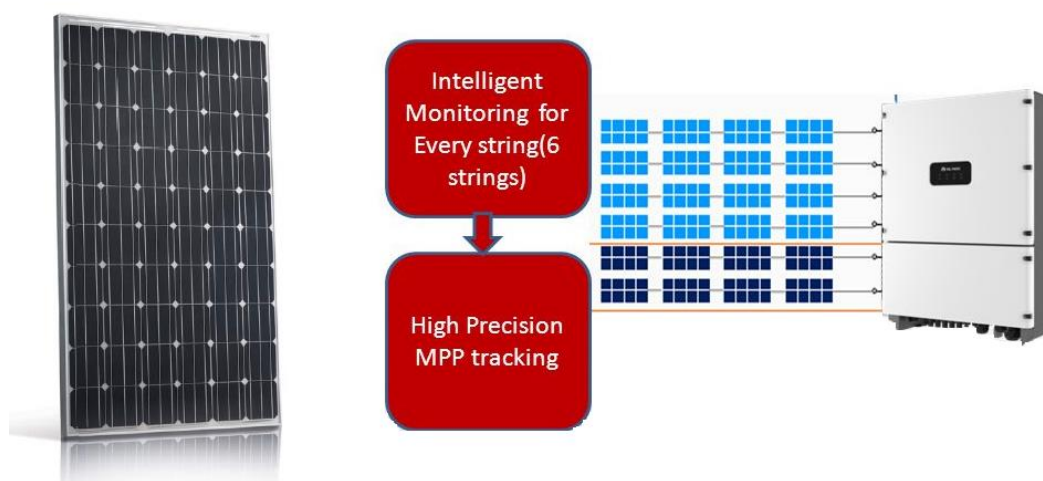


Figura 4.19 - Painel Fotovoltaico JKM279M-60 e Inversor Sun2000 33KTL

O orçamento para o sistema foi fornecido pela empresa Energia Simples, que incluiu o custo dos painéis e dos respetivos equipamentos associados (inversores, salas técnicas, equipamentos de controlo e monitorização).

O custo dos painéis e dos equipamentos foi de 0,690 €/W ($0,690 \text{ €} \times 2,5 \text{ MW} = 1725000 \text{ €}$).

Este orçamento pode ser consultado em mais detalhe nos Anexos.

4.5.3. Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica

Apesar das várias tecnologias de armazenamento de energia disponíveis no mercado, optou-se por escolher aquela que se encontra mais implementada em projetos de redes elétricas.

Foram escolhidas as baterias de lítio-Ion para garantir a capacidade de autonomia energética ao nosso sistema.

Esta solução vai permitir o armazenamento da nossa energia produzida em excesso e poderá ser descarregada nos períodos que a produção é incapaz de acompanhar o consumo, e o seu conceito modular permite um nível de flexibilidade capaz de garantir o melhor nível de balanceamento de cargas entre baterias e a fiabilidade, visto que aumenta a sua redundância e evitar deixar de funcionar caso ocorra alguma falha no sistema.

O orçamento deste dimensionamento inclui os contentores com os transformadores de potência, os sistemas de controlo e as baterias, tendo sido fornecido pela empresa Siemens.



Figura 4.20 - Sistema de Armazenamento Siestorage [84]

4.5.4. Turbina de Correntes

Apesar da carência de condições geográficas adequadas à instalação das energias renováveis, o estuário das marés de Gafanha de Encarnação é um dos poucos locais propícios para investir numa tecnologia que seja capaz de transformar o movimento das correntes em energia elétrica.

A turbina escolhida para fazer parte do nosso dimensionamento foi a turbina de correntes AR1500, da Atlantis Resources.

Esta turbina garante uma potência nominal de 1,5 MW a 14 rotações por minuto, quando estamos a operar com correntes entre 3 a 5 m/s.

Os principais motivos para a escolha desta turbina foi que possui um sistema de acompanhamento do movimento das correntes (yaw drive), que garante que a turbina opere sempre contra a direção da corrente, evitando momentos de paragem.

Possui também um leque de mecanismos de controlo que permitem evitar potenciais danos ao equipamento sob o formato SCADA que é facilmente incorporado em qualquer sistema.

Apesar do crescente desenvolvimento desta tecnologia de produção renovável, esta ainda se encontra numa fase inicial, com custos elevados e várias variáveis desconhecidas quanto aos seus impactos, tornando-se difícil obter um orçamento definido.

As poucas instalações existentes demonstraram que o custo a longo prazo da produção de eletricidade é menor com esta tecnologia, mas os altos custos de investimento tornam esta opção pouco cativante para os investidores.

Os custos deste tipo de sistemas incorporam 2 áreas de tópico: a construção da estrutura e a análise do impacto ambiental com o ecossistema.

A construção de uma instalação de produção de energia em águas oceânicas em movimento é um projeto tecnologicamente desafiador e os equipamentos necessários costumam corresponder a elevados custos.

Quanto ao ecossistema, é necessário estudar e avaliar detalhadamente o possível impacto que qualquer estrutura possa ter, particularmente as zonas dos estuários das marés que albergam vários seres vivos de espécies locais e únicas da zona.

De modo a estabelecer um valor de custo aproximado, foram comparados projetos semelhantes e estudados relatórios de investimento.

Estes valores incluem os custos dos equipamentos, a sua instalação e manutenção.

Foi usado como base o projeto de Nova Scotia, no Canadá, que com um fundo de 27.5 milhões de euros, foram comissionadas duas turbinas de 2 MW.

Outras análises põem o preço de uma turbina de corrente de 2 MW a rondar entre os 10 a 15 milhões de euros. [85]

Logo, podemos assumir que a estimativa para a construção de uma turbina de 1,5 MW ronde os 10 milhões de euros.



Figura 4.21 - Turbina de Corrente AR1500 [86]

4.5.5. Gerador Eólico Offshore

Devido às características climáticas da nossa região, é pouco favorável a instalação de uma turbina eólica em terra (inshore), pois as velocidades do vento são insuficientes (18 km/h ou 5 m/s) para obter uma potência mínima desejada a partir de um gerador eólico de 2 MW.

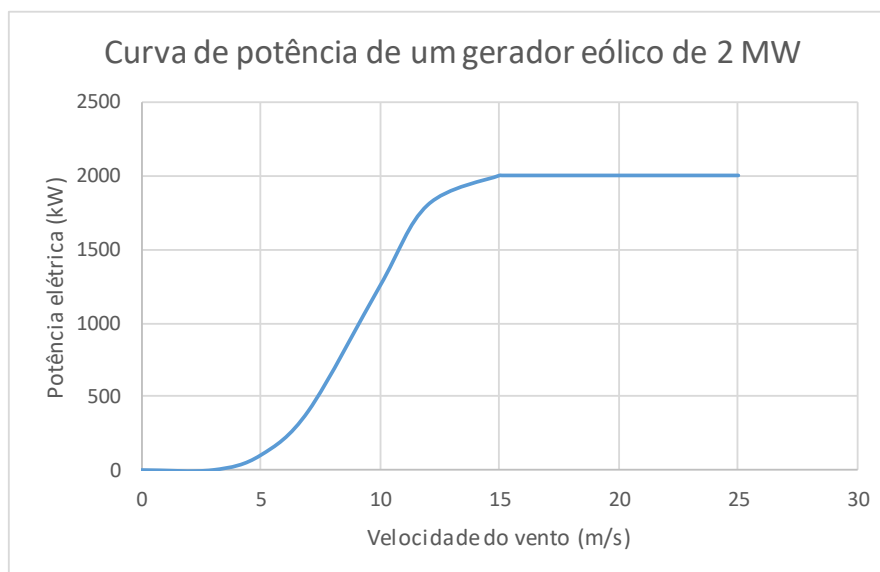


Gráfico 4.2 - Curva de potência de um gerador eólico terrestre de 2 MW

Logo, a alternativa a este obstáculo será a instalação dos geradores eólicos ao largo da plataforma continental da nossa região em estudo, pois de acordo com os dados obtidos pela marinha portuguesa, as velocidades do vento têm velocidade necessária para garantir o funcionamento nominal dos nossos equipamentos.

Como foi referido anteriormente, as tecnologias offshore ainda se encontram numa fase inicial, onde os elevados custos de investimento e desafios de instalação retiram o incentivo à exploração destas energias renováveis.

Um dos fatores que se terá de ter em consideração é quais os tipos de plataforma que iremos recorrer, dado que quer as plataformas fixas, quer as flutuantes, têm as suas respetivas vantagens e desvantagens.

Para determinar um possível orçamento para a implementação destes geradores, foram estudadas duas alternativas: estrutura flutuante e estrutura fixa.

No caso do cenário de instalação de uma plataforma flutuante, temos a vantagem de possuir dados e conhecimentos obtidos em experiências anteriores realizadas. Ao recorrer a esta solução, o custo de instalação poderá ser menor em relação ao protótipo realizado e poderia ser realocado para outras regiões do país.

Quanto à possibilidade de recorrer a uma instalação com estrutura fixas, temos a vantagem de o custo ser significativamente menor em relação às estruturas flutuantes e que a tecnologia já se encontra bem definida e explorada, não havendo quaisquer imprevistos que possam surgir quanto à sua instalação.

Para tal, vamos estimar que o custo de instalação para as duas estruturas, seja o valor mínimo e máximo, indicado na tabela 2.1, que correspondem à estrutura fixa e flutuante, respetivamente.

É importante salientar que o fundo oceânico de Portugal Continental não é completamente plano, onde os declives podem ser muito abruptos, chegando a alcançar os vários metros de profundidade, o que torna difícil a implementação de um gerador eólico com estruturas fixas.

4.6. Locais de Instalação

Devido às restritas dimensões da nossa área de estudo, é necessário planear com detalhe, os locais possíveis para instalação de cada um dos nossos sistemas de produção de energia elétrica.

De modo a diminuir as perdas de carga e garantir a melhor qualidade do serviço, é necessário assegurar que os sistemas de produção estejam mais próximo possível dos pontos de consumo.

4.6.1. Sistema Fotovoltaico

Como foi anteriormente referido, o nosso sistema fotovoltaico de 2,5 MW, recorre à instalação de 9259 painéis, que perfazem uma área de aproximadamente 54.305 m².

Na figura 5.26, mostra um dos possíveis espaços que cumpre com os requisitos espaciais necessários para a integração do sistema fotovoltaico.

Este terreno foi escolhido visto localizar-se no centro de um dos nossos pontos de carga, o que implica uma menor perda de carga desde a sua produção até à sua distribuição, não possui qualquer tipo de infra-estrutura, é pouco afetado pelo fenómeno de sombreamento devido à ausência de obstáculos e possui uma boa orientação para Sul, para a instalação dos nossos módulos.



Figura 4.23 – Intensidade media do vento à superfície [87]

Devido às condições de vento existentes serem insuficientes para garantir o funcionamento de um sistema eólica em terra, somos obrigados a realizar a implementação em zonas de alto-mar (offshore), onde o vento apresenta condições mais propícias.

O nosso sistema eólico offshore, encontra-se instalado a aproximadamente 9 km da costa de Gafanha de Encarnação.

Devido às características irregulares do fundo oceânico, o sistema eólico será instalado recorrendo a plataformas flutuantes.

4.6.3. Turbina de Correntes

De maneira a diminuir os investimentos para a instalação da turbina de correntes e, ao mesmo tempo, aproveitar os recursos geográficos existentes, o ideal seria instalar o equipamento na

Ria de Aveiro, onde as correntes atingem as velocidades necessárias para obter a produção nominal (1500 kW) e a localização encontra-se perto da costa (ver capítulo 4.1.4).

A turbina está ligada, através de um cabo submersível, ao posto de transformação Barra X, que é o PT mais próximo da Ria, que será o responsável por distribuir a energia produzida pela rede.

Na Figura 4.24 - Local de instalação da turbina de correntetemos a representação do nosso sistema de turbina de correntes.

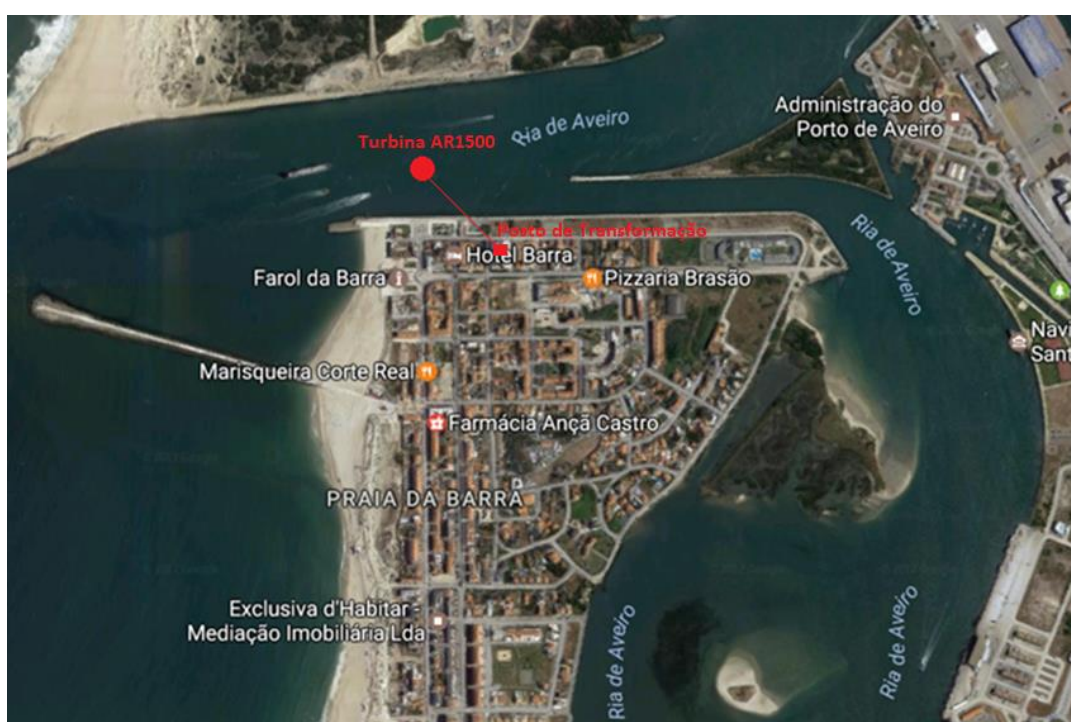


Figura 4.24 - Local de instalação da turbina de corrente

4.6.4. Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica

Ao fazer o dimensionamento do nosso sistema de baterias, é importante garantir que sejamos capazes de assegurar a autonomia elétrica da nossa rede.

Realizar a instalação deste sistema num local único, tem a desvantagem de na ocorrência de corte de uma das linhas de transmissão, poderá haver falha parcial (ou até mesmo total) na rede, o que invalida o conceito de ilha isolada.

A solução ideal para a prevenção desta situação, será separar o sistema de baterias em dois extremos opostos da rede elétrica, garantindo assim uma cobertura total.

Os extremos encontram-se eletricamente separados pelo posto de transformação.

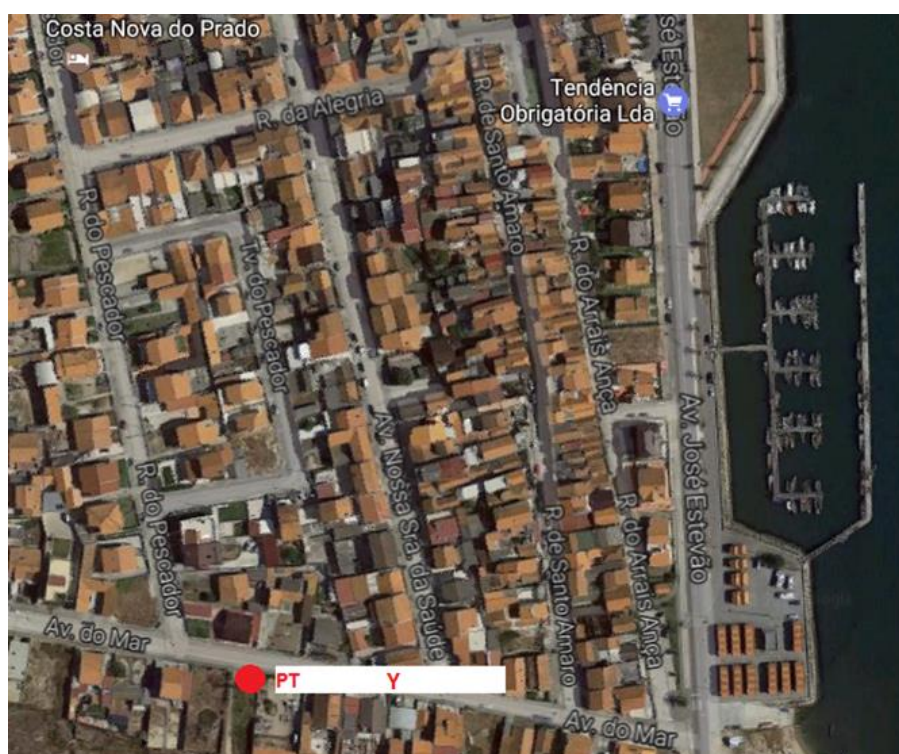


Figura 4.25 - Posto de transformação Y

Logo, um dos grupos de baterias terá de ser instalado na zona da Costa Nova do Prado (responsável pela distribuição da zona da Barra e da Costa Nova do Prado), e o outro na Praia da Vagueira.

A distribuição das baterias, deverá ter em conta as necessidades de consumo para cada local.



Figura 4.26 - Local de instalação do grupo de baterias

4.6.5. Sistema de Biomassa

O sistema de biomassa será instalado unicamente com o intuito de atuar como redundância, recarregando as baterias, caso ocorram situações em que os outros sistemas de produção não forneçam energia elétrica suficiente para garantir a fiabilidade do sistema.

O local da instalação foi escolhido devido ao seu afastamento da zona urbana, para garantir o menor nível de perturbação (espaço, visual, sonoro).

Neste local, vão estar adicionalmente instaladas parte do grupo de baterias, de maneira a aproveitar de forma ótima o espaço.

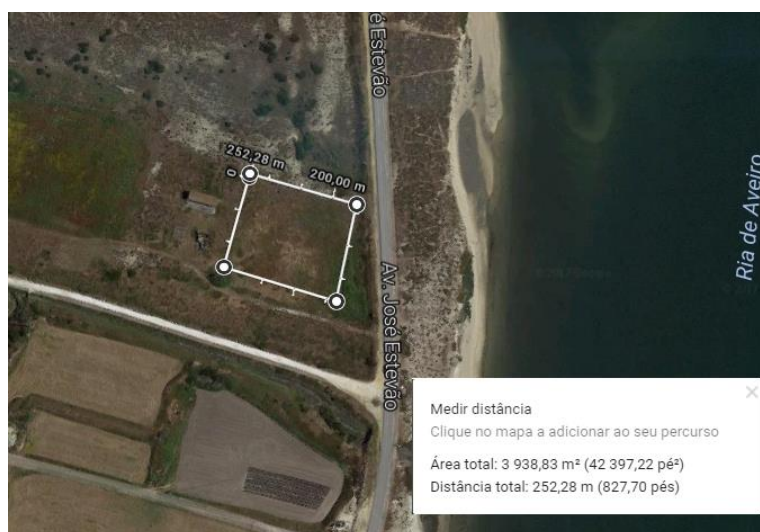


Figura 4.27 - Local de instalação da biomassa/baterias

4.6.6. Cabo Elétrico Submarino

Os cabos elétricos submarinos podem variar entre 70mm a 210mm de diâmetro e podem ser de dois tipos: CA ou CA de Alta Tensão (Corrente Alternada) e CC de Alta Tensão (Corrente Contínua). Os critérios de seleção para o tipo de cabo a utilizar dependem de sua aplicação pretendida e têm de considerar diversos fatores: tensão, seção do cabo, profundidade, capacidade de transmissão, esforços mecânicos, condições ambientais.

Tipicamente, os cabos elétricos subaquáticos são feitos com fios condutores a partir de cobre estanhado e blindado, sendo semelhantes a um cabo de energia convencional de alta tensão. O revestimento do cabo deve ter em conta elementos que aumentam sua resistência a esforços e dificultem a penetração de humidade.

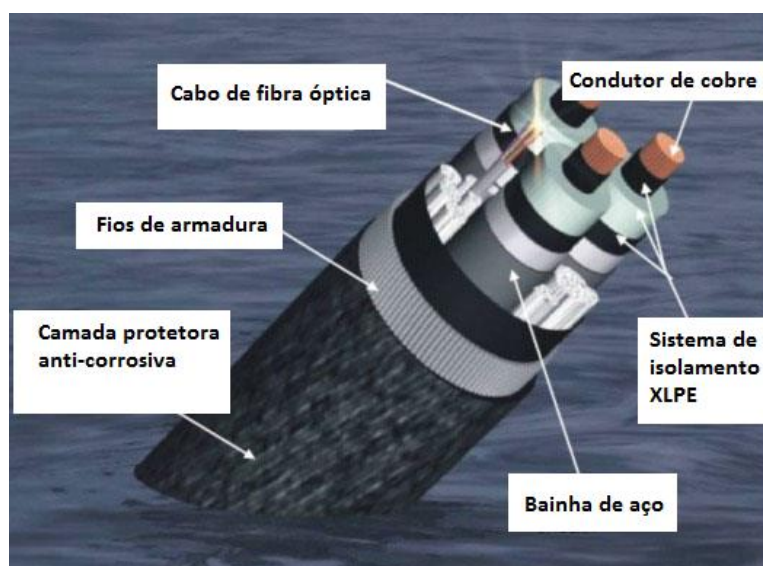


Figura 4.28 - Cabo elétrico submarino trifásico CA [88]

4.7. Cenários para o Funcionamento da Rede em Ilha Isolada

Neste capítulo, encontram-se registados os resultados obtidos, quando são aplicadas as nossas centrais produtoras de energia elétrica.

Assume-se que os equipamentos implementados, em situações ideais, estão a produzir a potência nominal indicada pelo fabricante.

É importante referir também que o regime das marés vai ter influência sobre a nossa turbina de corrente, devido à ocorrência de mar-morto.

Este fenómeno ocorre quando se dá a transição de direção do sentido de correntes (preia-mar e baixa-mar), tendo uma duração de aproximadamente 1 hora, incrementando de hora para hora nos dias seguintes.

Durante este fenómeno, consideramos que não existe qualquer movimento de rotação das lâminas da turbina instalada na ria de Aveiro, logo não haverá qualquer produção de energia elétrica.

Foi estudada a viabilidade de quatro cenários possíveis, verificando se a energia elétrica produzida tinha a capacidade de alimentar não só os consumidores, como também suportar o carregamento dos sistemas de baterias.

Estes cenários foram dimensionados de forma a suportar estes dois casos de consumo:

- 19 de Agosto de 2015 - maior pico de carga;
- 28 de Agosto de 2015 - maior consumo.

4.7.1. Cenário 1

Para este cenário, optou-se por usar os seguintes equipamentos:

- 1 Turbina de Corrente AR-1500;
- Baterias de armazenamento de Lítio-Ião da Siemens;
- 9259 Painéis fotovoltaicos;
- 1 Gerador Offshore eólico de 2MW;

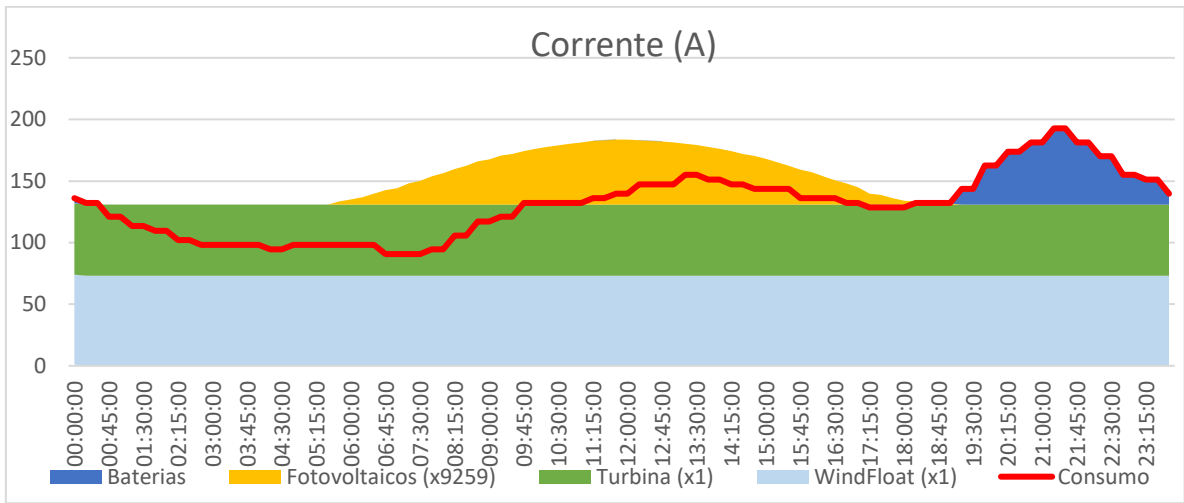


Gráfico 4.3 - Dimensionamento para o dia 19 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 6654603;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento (W): 4520520;

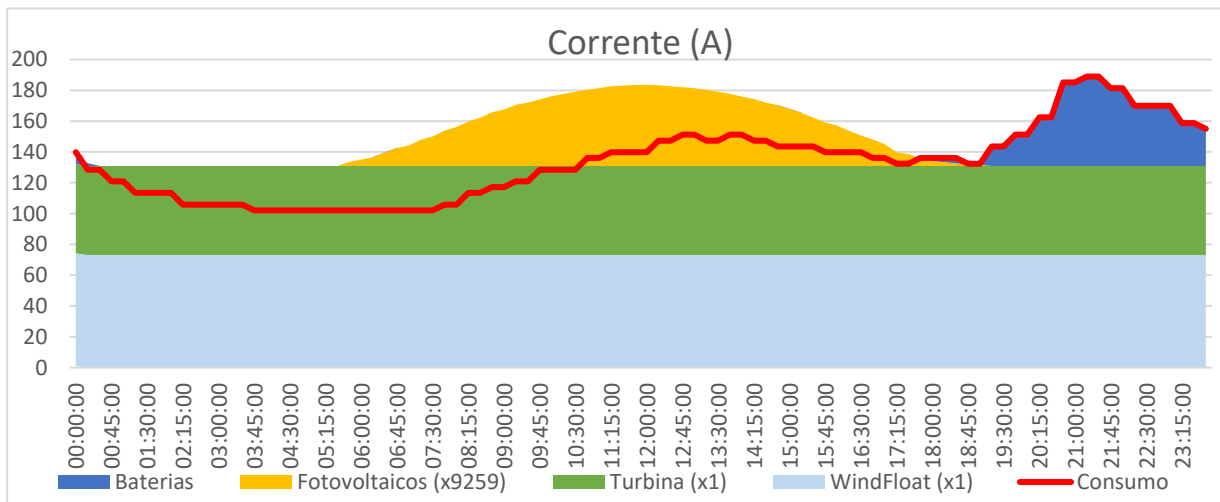


Gráfico 4.4 - Dimensionamento para o dia 28 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 13808563;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 4650420.

Quanto ao cenário 1, em condições ideais, o nosso sistema de produtores de energia é capaz de sustentar a rede para os dois regimes exigidos.

No entanto, em condições reais, a geração de energia elétrica proveniente das fontes renováveis não é constante, devido a irregularidade dos fatores climáticos. É necessário considerar sempre a existência da pior hipótese.

Nesse caso, considera-se a pior hipótese, a ocorrência de mar-morto entre as 21:00 e as 22:00 horas, e o gerador eólico offshore a operar nos 50% de capacidade.

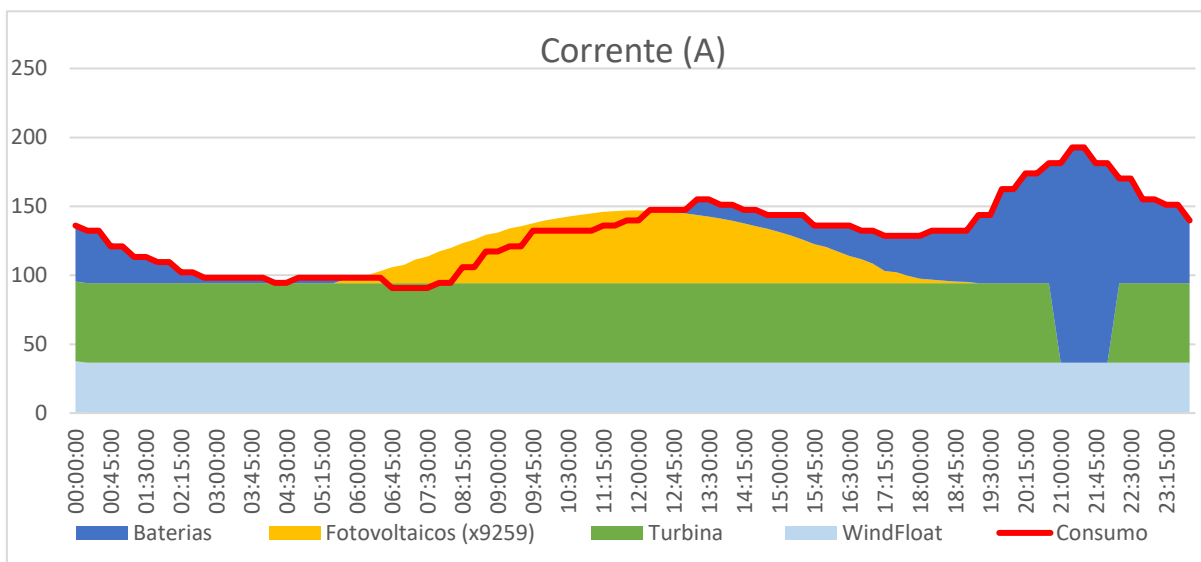


Gráfico 4.5 - Gerador eólico a operar a 50% de capacidade; Mar-morto entre as 21:00h-22:00h para o dia 19 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 2026836;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 16198530;

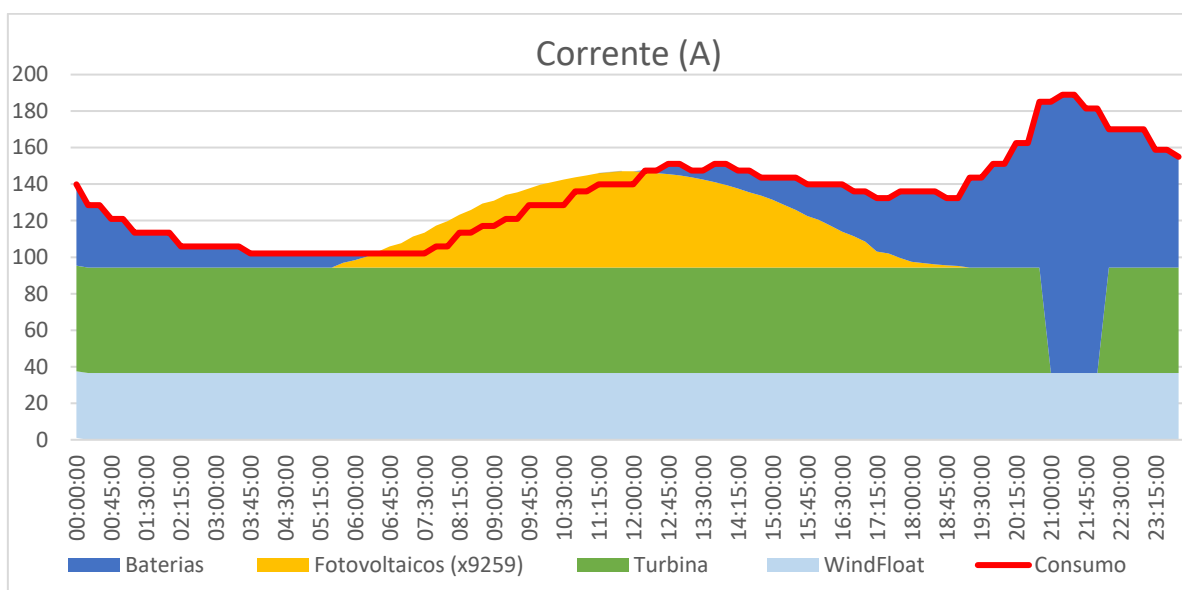


Gráfico 4.6 - WindFloat a operar a 50% de capacidade; Mar-morto entre as 21:00h-22:00h no dia 28 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 1448683;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 17055870;

Concluindo, podemos afirmar que apesar desta solução ser viável em casos ótimos, esta não é capaz de suportar a rede elétrica em situações climáticas menos favoráveis.

Determina-se que este cenário não é viável.

4.7.2. Cenário 2

Para este cenário, optou-se por usar os seguintes equipamentos:

- 2 Turbinas de corrente AR-1500;
- Baterias de armazenamento Siemens de Lítio;
- 9259 Painéis fotovoltaicos;

- 1 Instalação de Biomassa;

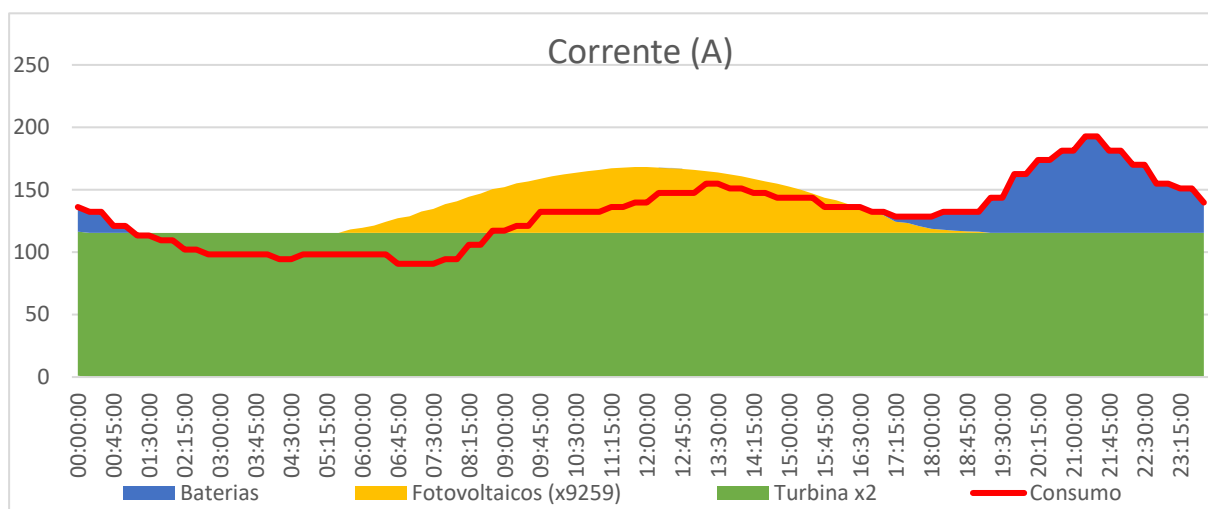


Gráfico 4.7 - Cenário 2 para o dia 19 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 8459422;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 7183470;

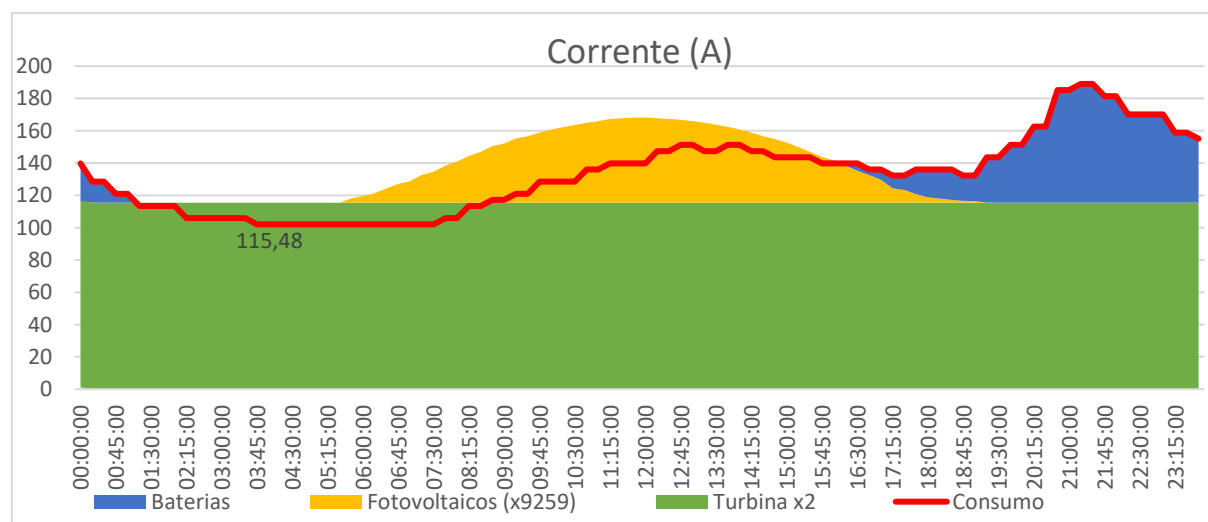


Gráfico 4.8 - Cenário 2 para o dia 28 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 7262779 (+1,4 MW Biomassa);

- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 746925;

Quanto ao cenário 2, em condições ideais, o nosso sistema de produtores de energia é capaz de sustentar a rede para os dois dias de maior exigência na rede.

O nosso sistema, para o dia 28 de Agosto, vai recorrer à instalação de biomassa para compensar o défice de energia criado pelas centrais produtores de energia em relação ao consumo dos clientes.

No entanto, a ocorrência do fenómeno mar-morto impede a viabilidade deste cenário.

Abaixo, encontram-se registados 3 exemplos de como a rede iria reagir face a 3 situações de mar-morto, para o dia 19 de Agosto.

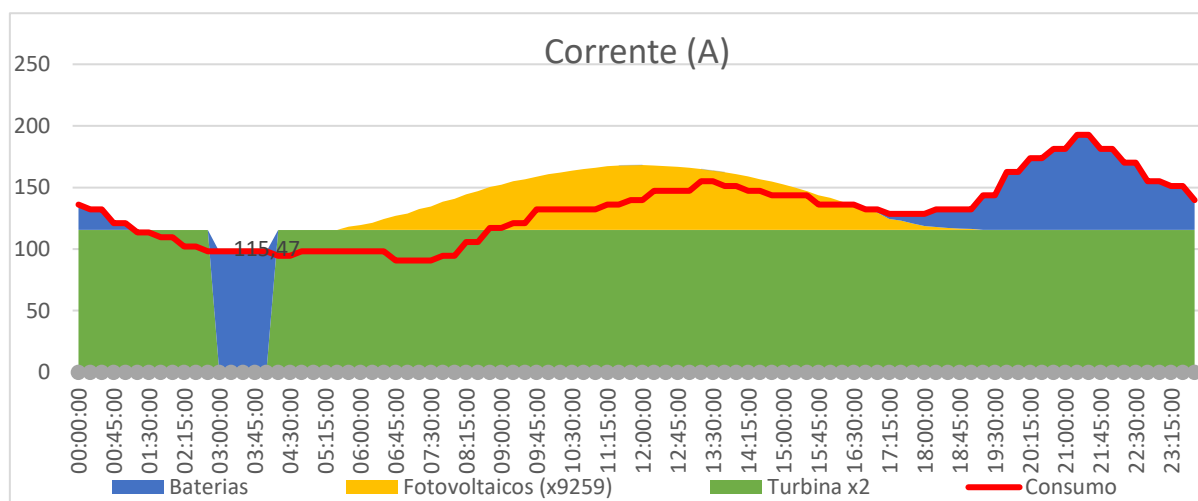


Gráfico 4.9 - Fenómeno de mar-morto (03:00h-04:00h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2

- Potência gerada em excesso (W): 7896751 (+1,4 MW Biomassa);
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 10534890;

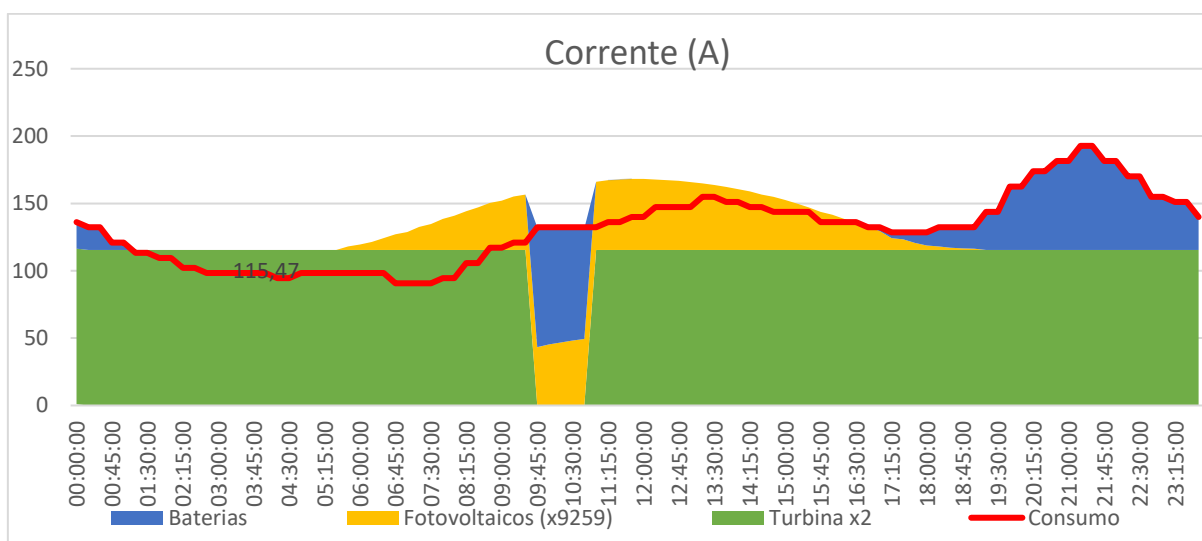


Gráfico 4.10 - Fenômeno de mar-morto (09:45h-10:45h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2

- Potência gerada em excesso (W): 7487971 (+1,4 MW Biomassa);
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 10138695;

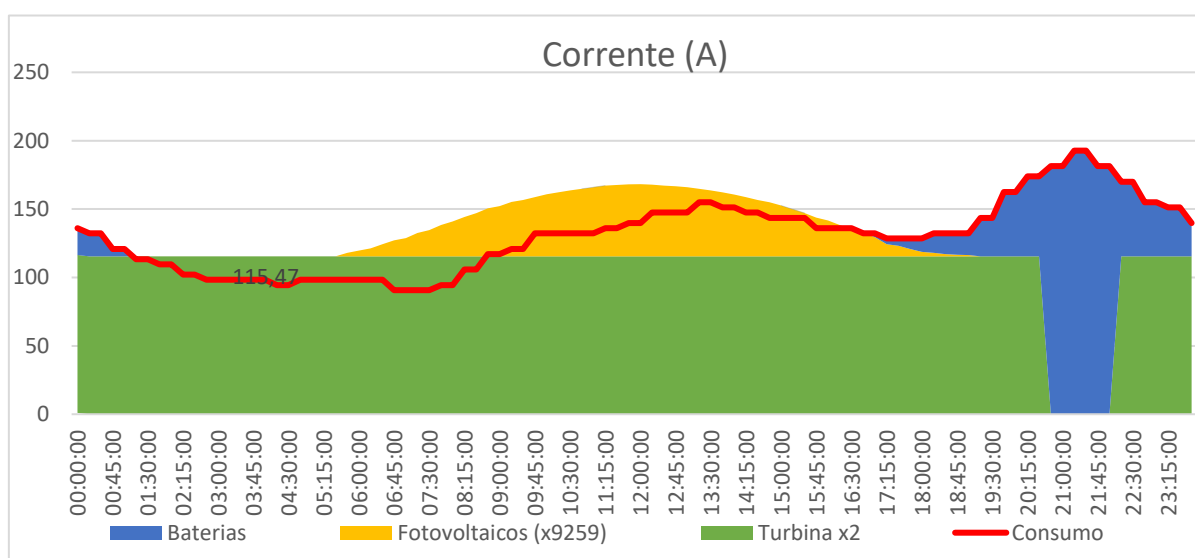


Gráfico 4.11 - Fenômeno de mar-morto (21:00h-22:15h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2

- Potência gerada em excesso (W): 8455395;

- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 11846880.

A partir dos gráficos obtidos, é possível observar que quando existe a ocorrência de mar-morto, é impossível carregar as baterias com energia suficiente para suportar a rede, o que torna esta solução inviável.

É importante referir que este cenário, mesmo com equipamentos de produção hídricos adicionais, apesar de corrigirem o problema do déficit de produção de energia elétrica, iria provocar outra consequência indesejável à nossa rede em ilha isolada.

Este problema seria o excesso de produção de energia elétrica, onde podemos observar no gráfico 5.12, a implementação de 3 turbinas de corrente de 1,5 MW.

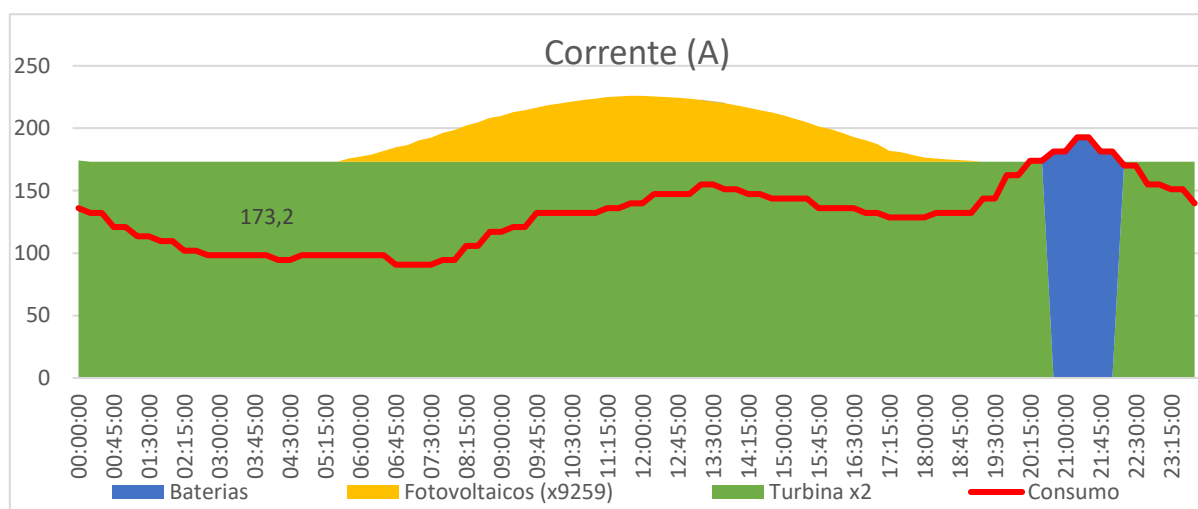


Gráfico 5.12 - Fenômeno de mar-morto (21:00h-22:15h) para o dia 19 de Agosto no cenário 2, com 3 Turbinas de Corrente

- Potência gerada em excesso (W): 30387996 ;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 7222440.

Como não somos capazes de despachar totalmente a energia produzida, a rede não será capaz de suportar esta injeção de energia, o que certamente irá danificar os equipamentos que constituem o nosso sistema elétrico.

4.7.3. Cenário 3

Para este cenário, optou-se por usar os seguintes equipamentos:

- 3 Turbinas eólicas offshore de 2MW;
- Baterias de armazenamento de Lítio-Ião da Siemens;
- 9259 Painéis fotovoltaicos;
- 1 Instalação de Biomassa.

Para estudar a viabilidade deste cenário, vamos explorar o funcionamento das turbinas eólicas para diferentes níveis de capacidade.

4.7.3.1. 3 Turbinas Eólicas Offshore a 100% de Capacidade

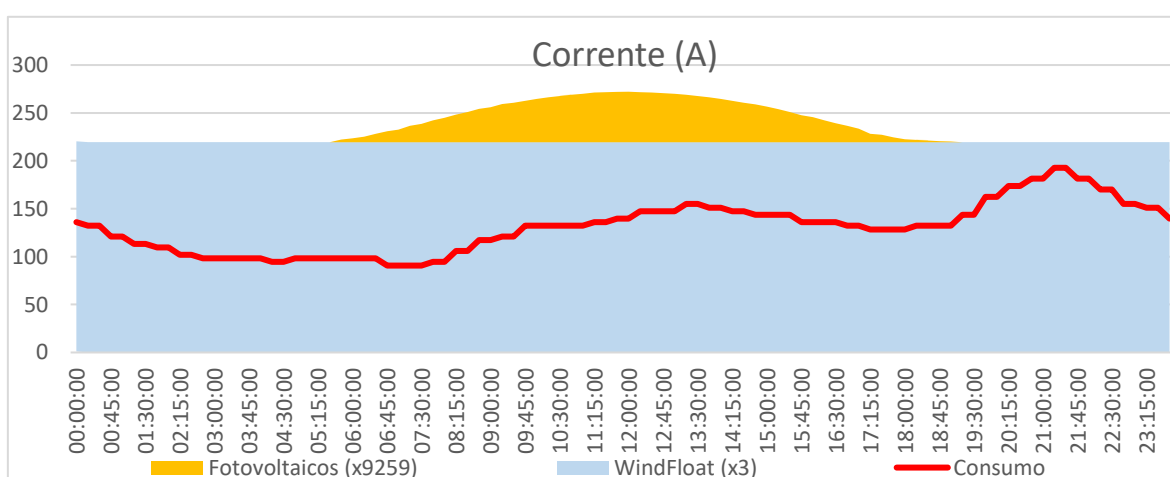


Gráfico 4.12 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 100% de capacidade para o dia 19 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 65942800;

- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 0;

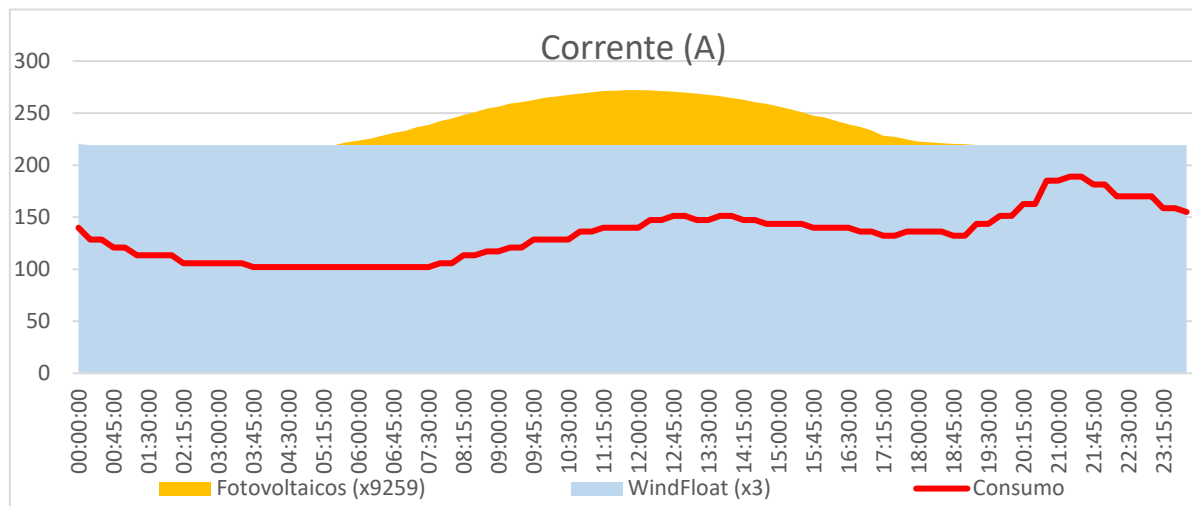


Gráfico 4.13 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 100% de capacidade para o dia 28 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 64396274;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 0.

De acordo com os gráficos 4.12 e 4.13, este cenário em condições ideais, não podia ser utilizado, visto que nos deparamos com o problema de excesso de produção de energia, o que iria trazer problemas para a rede isolada.

Uma das maneiras de responder a esta situação seria desligar uma das turbinas eólicas do sistema.

4.7.3.2. 3 Turbinas Eólicas Offshore a 50% de Capacidade

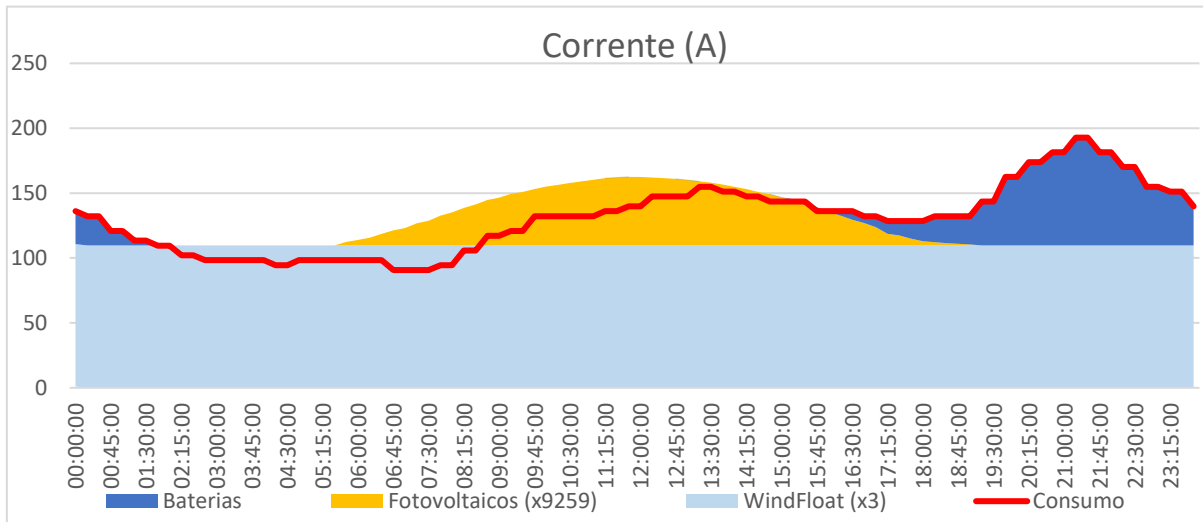


Gráfico 4.14 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 50% de capacidade para o dia 19 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 6253238;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 8813715;

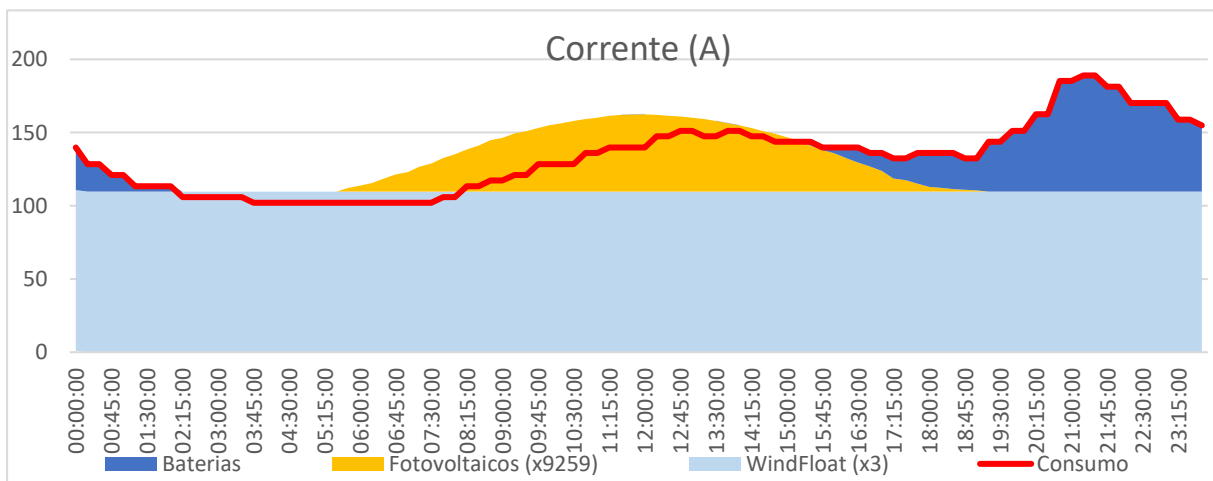


Gráfico 4.15 - 3 turbinas eólicas offshore a operar a 50% de capacidade para o dia 28 de Agosto

- Potência gerada em excesso (W): 5159599;

- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 9229395.

Um dos principais obstáculos para este cenário é a imprevisibilidade do comportamento da velocidade do vento, que pode variar muito acentuadamente ao longo de um dia.

Esse fenómeno causa uma irregularidade na produção elétrica de energia, não garantindo um fornecimento de injeção regular e constante de energia.

A partir dos gráficos obtidos, é possível observar que quando existe dias de vento fraco, é impossível garantir a autonomia energética da nossa rede, num sistema onde a principal fonte de energia contínua são as tecnologias eólicas.

4.7.4. Cenário 4

Para este cenário, optou-se por usar os seguintes equipamentos:

- 1 Turbinas de corrente AR-1500;
- 2 Turbinas Eólicas de 2MW;
- Baterias de armazenamento Siemens de Lítio;
- 9259 Painéis fotovoltaicos;
- 1 Instalação de Biomassa.

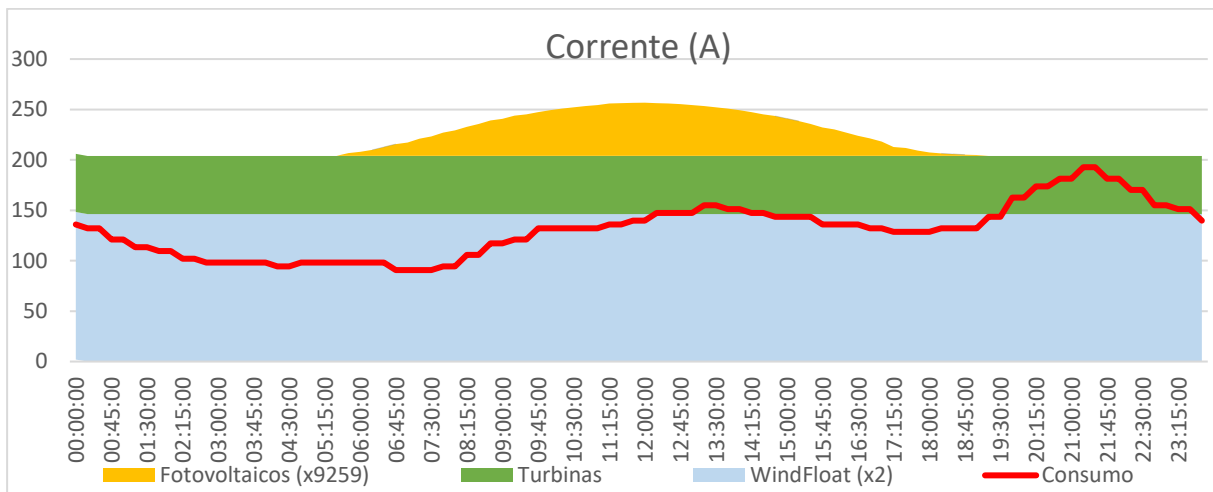


Gráfico 4.16 - Cenário 4 ideal para o dia 19 de Agosto (sem mar-morto)

- Potência gerada em excesso (W): 56344844;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 0;

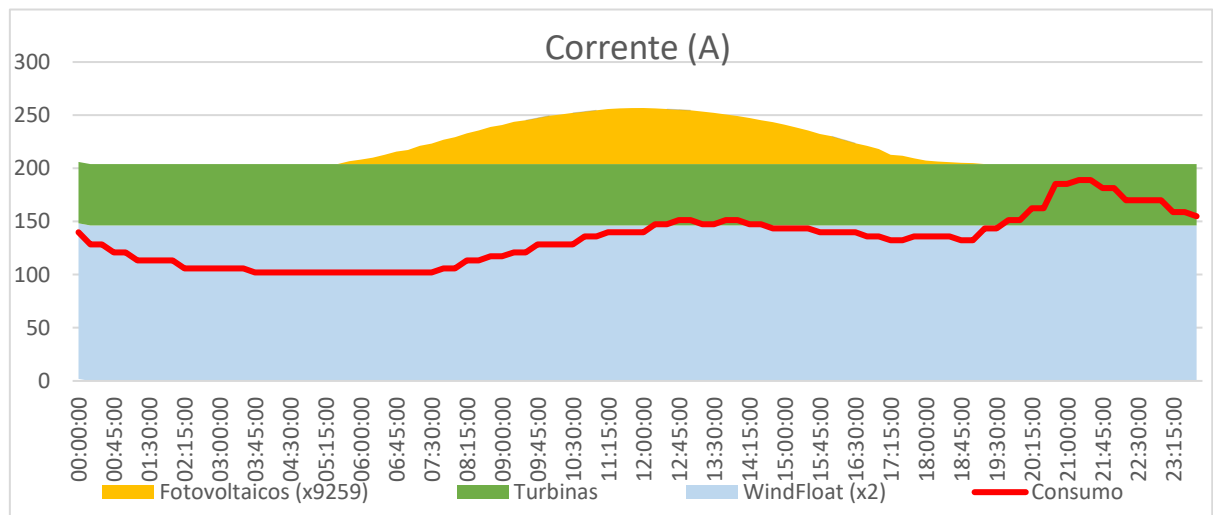


Gráfico 4.17 - Cenário 4 ideal para o dia 28 de Agosto (sem mar-morto)

- Potência gerada em excesso (W): 54798318;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 0;

Podemos observar que neste cenário, a utilização de baterias é dispensável, visto que não iria ocorrer nenhuma instância que se necessitasse a sua utilização, o que em pontos de vistas de investimento é bastante favorável.

Nos gráficos seguintes, temos em consideração para este cenário, a ocorrência de mar-morto, e diferentes potências de produção nas tecnologias eólicas, onde observamos o comportamento da rede face a essas alterações pejorativas.

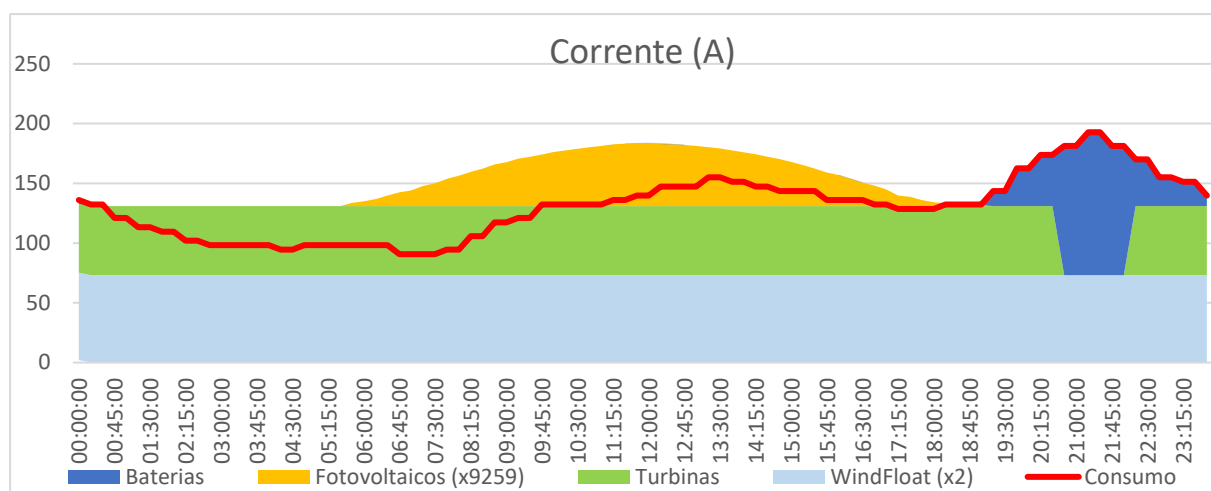


Gráfico 4.18 - WindFloat a operar a 50% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 19 de Agosto de 2015

- Potência gerada em excesso (W): 15198107;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 6689850;

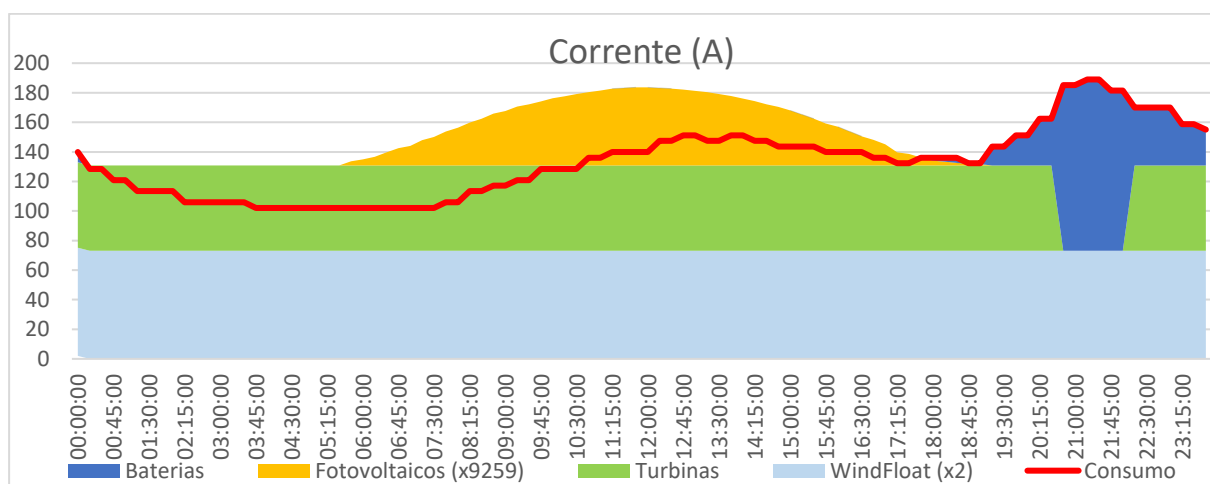


Gráfico 4.19 - WindFloat a operar a 50% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 28 de Agosto de 2015

- Potência gerada em excesso (W): 13808563;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 6923670.

Conclui-se a partir dos dados obtidos, que o cenário 4 é o único capaz de garantir a autonomia energética necessária à rede, mesmo com a presença do fenómeno do mar-morto e uma geração eólica restringida.

Contudo, é importante referir, que devido à imprevisibilidade da velocidade do vento, poderão existir situações onde não é possível garantir uma produção de energia elétrica superior à exigida pelo sistema de armazenamento, o que torna o sistema projetado incapaz de garantir autonomia energética, durante longos períodos de tempo.

Mesmo com essa possibilidade desfavorável para a nossa rede isolada, esta foi a melhor solução desenvolvida, que é capaz de abranger a maior parte das situações que possam surgir.

Nos gráficos 4.20 e 4.21, temos registado de que forma reage a rede quando as produções eólicas e hídricas estão inativas, não produzindo qualquer tipo de energia elétrica.

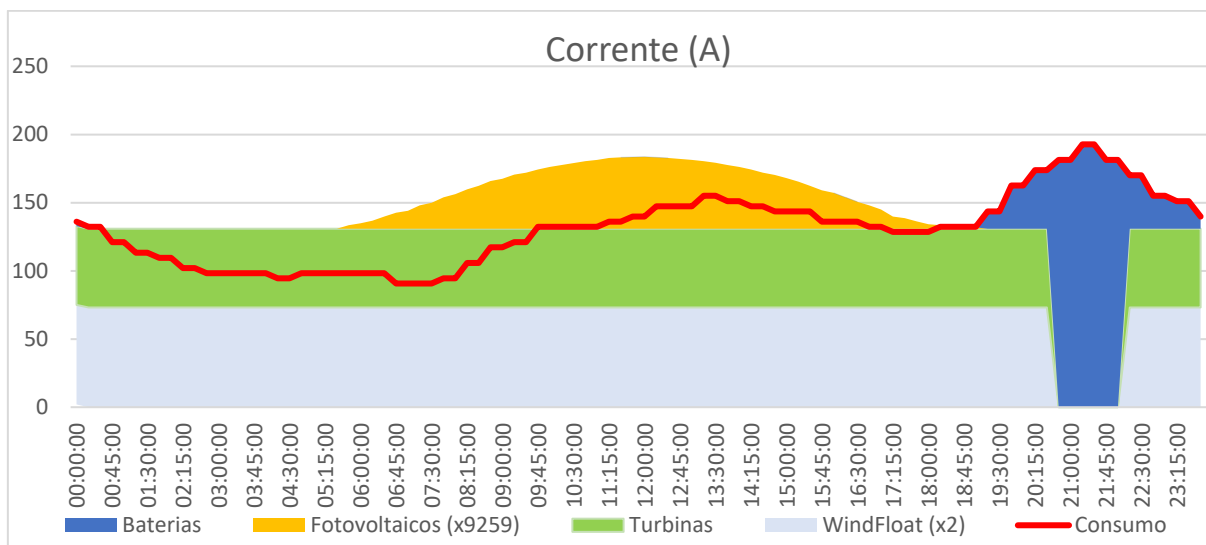


Gráfico 4.20 - WindFloat a operar a 0% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 19 de Agosto de 2015

- Potência gerada em excesso (W): 15198107;
- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 9560640;

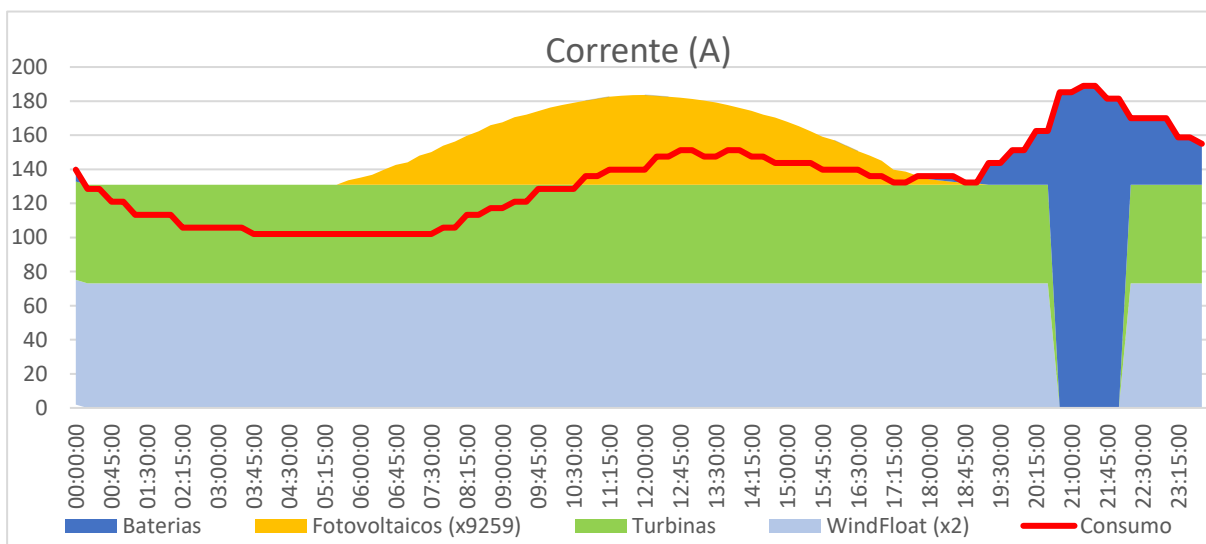


Gráfico 4.21 - WindFloat a operar a 0% da potência e mar-morto (20:45h e 21:45h) para o dia 28 de Agosto de 2015

- Potência gerada em excesso (W): 13808563;

- Capacidade de armazenamento das baterias necessária sustentar este dimensionamento(W): 9774975;

No caso de ocorrer esta situação, as baterias vão injetar energia elétrica na rede, de modo a garantir uma autonomia energética.

Devido à imprevisibilidade de produção das nossas fontes de energia utilizadas, é aconselhável ter as baterias previamente carregadas, caso seja necessário compensar algum déficit de produção que possa ocorrer.

Nas Figura 4.29 e Figura 4.30, observamos o trânsito de potências dos grupos de baterias existentes, bem como a energia necessária a injetar na rede.

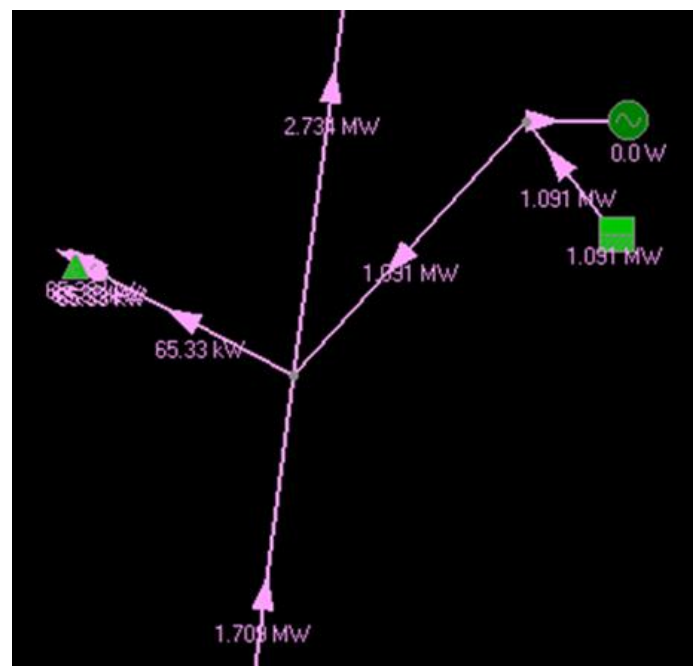


Figura 4.29 – Sistema Baterias/Biomassa



Figura 4.30 – Sistema Baterias/Fotovoltaicos

Após estudar o comportamento da rede face a este cenário, conclui-se que o cenário 4 é o mais adequado a utilizar no nosso sistema de rede elétrica.

4.8. Probabilidade de a rede em estudo ter que funcionar como ilha isolada

Atualmente, a complexidade dos sistemas elétricos de energia (SEE) levanta questões relacionadas com a fiabilidade, que possuem cada vez mais uma importância quando estamos perante situações planeamento e/ou da exploração dos SEE.

As interrupções de serviço, avarias dos equipamentos e tempos de reparação são os acontecimentos que mais contribuem para as interrupções de serviço nas redes elétricas de energia.

Logo, é necessário estimar a probabilidade de ocorrer uma falha de serviço involuntária à nossa rede elétrica em estudo, de modo prevenir potenciais problemas que possam surgir no futuro.

Quanta a taxa de incidentes/avarias, foram explorados os valores para longa duração (>3 minutos), para os seguintes componentes: OCR, seccionadores, linha aérea MT e linha subterrânea MT.

As linhas a explorar já têm em conta a taxa de incidentes/avarias dos PT's.

Tabela 4.2 - Taxas e Tempos de Incidente apurados à rede elétrica de estudo para o período 2012 a 2015, com a indicação de $\mu \pm s$ (%)

| Elemento da Rede | Taxa de Incidentes/Avarias (Longa Duração) |
|-----------------------------|--|
| Linha Subterrânea MT | 0,060 inc/km |
| Linha Aérea MT | 0,054 inc/km |
| Seccionadores | 0,012 avarias/seccionador |
| OCR | 0,023 avarias/ocr |

Recorrendo às regras de probabilidades, é necessário aplicar a regra de multiplicação para estimar a probabilidade das três linhas que ligam a nossa rede de estudo à rede principal falharem, que será representada pela fórmula: $P(FT) = P(F1) \times P(F2) \times P(F3)$.

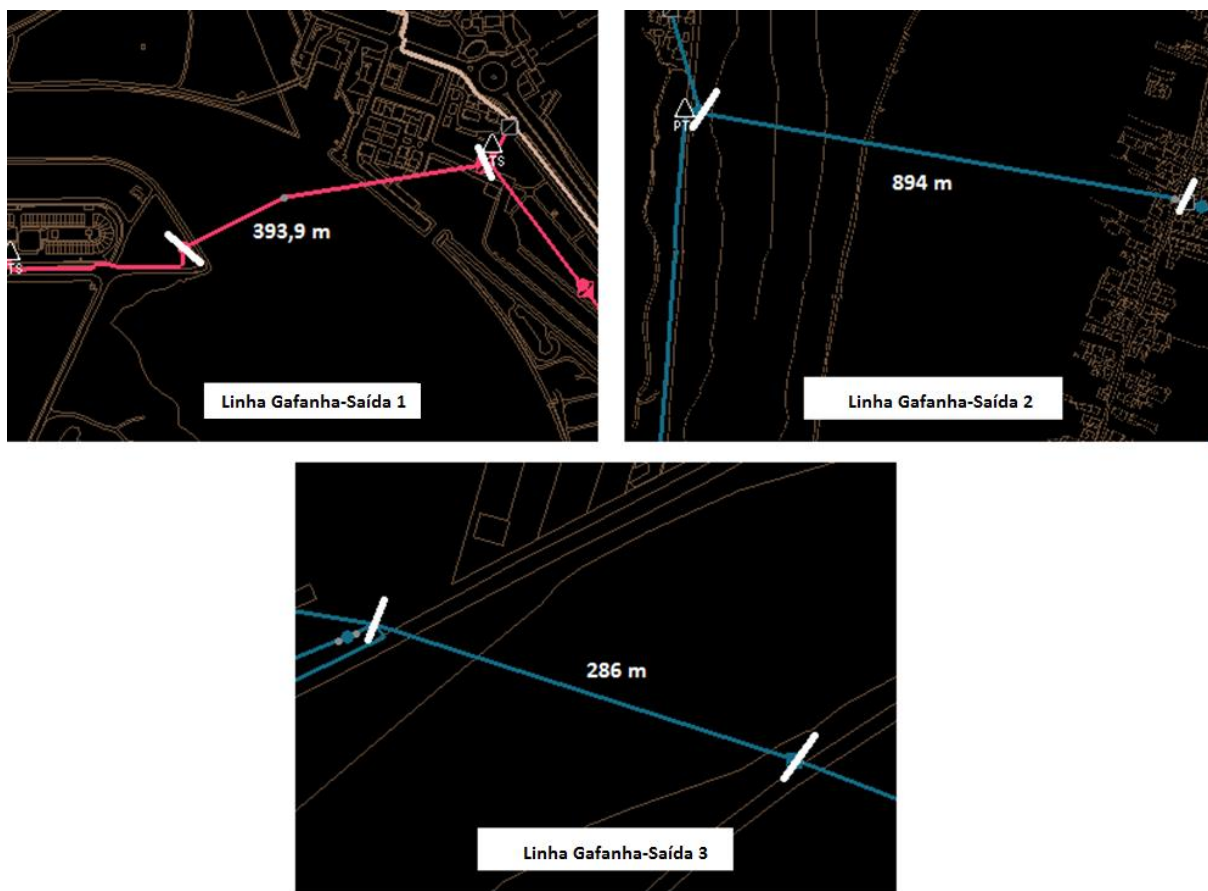


Figura 4.31 - Comprimento das linhas, em metros

Logo:

- Probabilidade de Falhar a linha Gafanha-Saída 1

$$P(F1) = 393,9 \times 0,054 \div 1000 = 0,021$$

- Probabilidade de Falhar a linha Gafanha-Saída 2

$$P(F1) = 894 \times 0,054 \div 1000 = 0,048$$

- Probabilidade de Falhar a linha Gafanha-Saída 3

$$P(F1) = 286 \times 0,054 \div 1000 = 0,015$$

Ou seja:

$$P(FT) = 0,021 \times 0,048 \times 0,015 = 15,12 \times 10^{-6}$$

Concluindo, a probabilidade de a ocorrer uma falha de serviço involuntária ao nosso troço de rede, é bastante improvável.

4.9. Perdas na Rede de Distribuição

As perdas na rede elétrica resultam normalmente do aumento da densidade de corrente nos condutores e consequente aumento do seu aquecimento pelo efeito de Joule, sendo proporcional ao quadrado da corrente disponibilizada à rede de distribuição.

$$P_{Perdas}(t) = 3 \times R_{Fase} \times I^2(t) \quad (4.1)$$

No gráfico 4.25, podemos ver que as perdas do nosso sistema isolado, em relação à rede atual existente, sofreu uma diminuição significativa.

Tal facto deve-se principalmente à existencia dos pontos de produção de energia elétrica estarem localizados mais próximos dos pontos de carga (consumo), o que implica uma menor distância nos condutores.

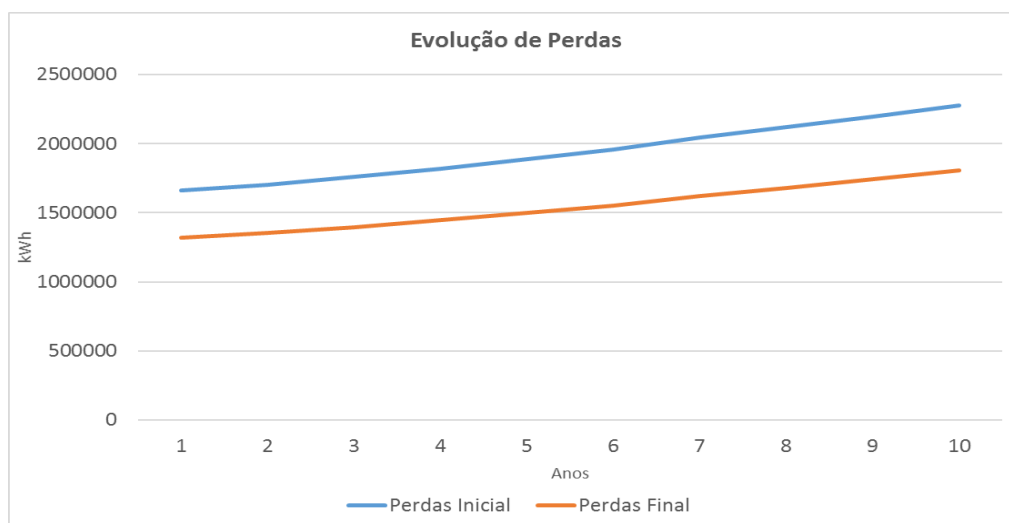


Gráfico 4.25 – Perdas Inicial vs. Perdas Final

4.10. Energia Não Fornecida

A energia não fornecida é um indicador geral de continuidade de serviço para as redes de distribuição de energia elétrica. É um valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de distribuição, que ocorrem devido a interrupções de fornecimento durante um determinado tempo. [89]

No gráfico 4.26, podemos observar a evolução das ENF no nosso sistema isolado, face à rede atual.

A principal razão para a diminuição da ENF na nossa rede elétrica de estudo, é o facto de várias fontes produtoras de energia elétrica, estarem distribuídas ao longo da nossa rede, aumentando assim a capacidade de resposta face a alguma avaria que possa surgir, que de outra forma pudesse impedir o fornecimento de energia aos consumidores.

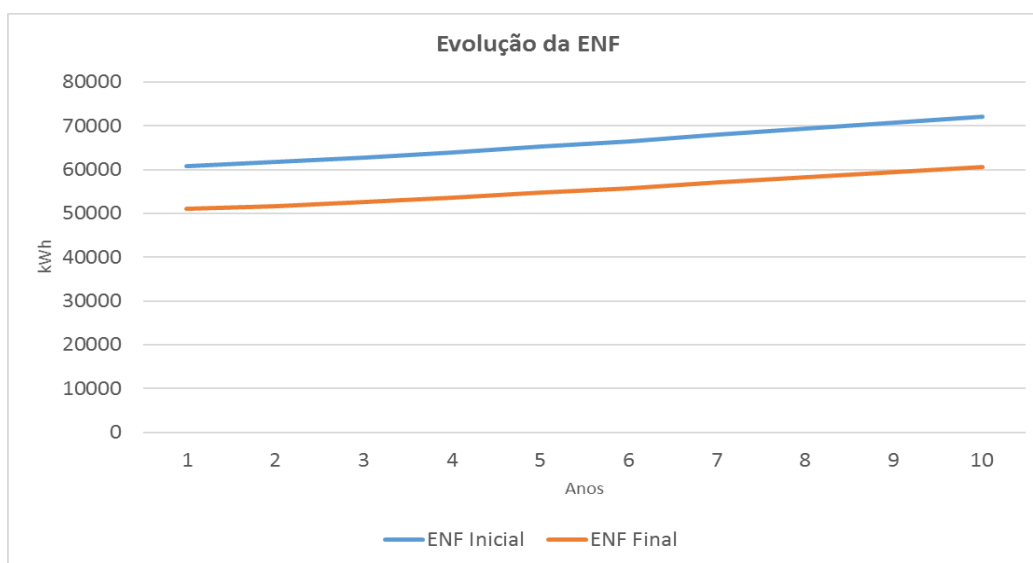


Gráfico 4.26 – Energias Não Fornecida Inicial vs. Energia Não Fornecida Final

Capítulo 5

Análise Económica

Neste capítulo são apresentados os custos associados ao cenário 4, bem como uma análise de viabilidade económica, onde será determinada a possibilidade de obtenção de um potencial retorno de investimento.

Para esta análise económica, considerou-se que o investimento inicial é obtido através de um fundo da própria empresa, com uma taxa anual de atualização (TA) DE 6,75%, com um tempo de vida económica e de utilização das instalações, para 30 anos.

5.1. Mapas de Quantidades

Nas Tabela 5.1, Tabela 5.2, Tabela 5.3 , Tabela 5.4 , Tabela 5.5 e Tabela 5.6, apresenta-se os custos dos sistemas respetivos ao nosso cenário a implementar na rede elétrica (cenário 4).

Tabela 5.1 - Mapa de quantidade do sistema fotovoltaico

| Descrição do Trabalho | Quantidade | Preço | Preço Total |
|-----------------------------------|------------|---------|-------------|
| Módulo Fotovoltaico | 9260 | 96 € | 888.960 € |
| Inversores Huawei Sun2000 | 75 | 2.500 € | 187.500 € |
| Salas Técnicas de Controlo | 1 | — | — |
| Mão-de-obra | 1 | — | — |
| Total (s/IVA) | | | 1.725.000 € |
| Total c/IVA | | | 1.875.000 € |

**Tabela 5.2 - Mapa de quantidade do sistema de armazenamento de energia elétrica Siestorage
1,5MW/3MWH**

| Descrição do Trabalho | Quantidade | Preço | Preço |
|------------------------------------|-------------------|--------------|--------------|
| Transformadores de Potência | 9260 | 96 € | 888.960 € |
| Inversores | 75 | 2.500 € | 187.500 € |
| Baterias Siemens | 1 | — | — |
| Sistema de Controlo | 1 | — | — |
| Armários de Baterias | — | — | — |
| Contentor 12 m² | 2 | — | — |
| Total (s/IVA) | | | 1.951.219 |
| Total c/IVA | | | 2.400.000 |

**Tabela 5.3 - Mapa de quantidade do sistema de biomassa ALL POWER LABS (Sistema Biomassa
Alternativo)**

| Descrição do Trabalho | Quantida | Preco | Preco |
|-----------------------------------|-----------------|--------------|--------------|
| PP20 Grid-Tie Power Pallet | 2 | 30.000 € | 60.000 € |
| Módulo Hermético de | 2 | 6.500 € | 13.000 € |
| Empacotar | 4 | 400 € | 1.600 € |
| Instalação + Formação | 2 | 10.000 € | 20.000 € |
| Total (s/IVA) | | | 130.000 € |
| Total c/IVA | | | 159.900 € |

Tabela 5.4 - Mapa de quantidade do sistema de biomassa Chanderpur Group (Sistema Biomassa Principal)

| Descrição do Trabalho | Quantidade | Preço | Preço Total |
|---------------------------------------|-------------------|--------------|--------------------|
| Gasifier Model CPW – 120T | 1 | 50.000 € | 50.000 € |
| Módulo de Alimentação Contínua | 1 | 15.000 € | 15.000 € |
| Gas GENSET | 1 | 55.000 € | 55.000 € |
| Instalação + Formação | 1 | 10.000 € | 10.000 € |
| Total (s/IVA) | | | 130.000 € |
| Total c/IVA | | | 159.900 € |

Tabela 5.5 - Mapa de quantidade do sistema de Eólicas Offshore (Plataforma Fixa)

| Descrição do Trabalho | Quantidad | Preço | Preço Total |
|----------------------------------|------------------|--------------|--------------------|
| Transporte | — | — | — |
| Gerador Eólico 2 MW | 2 | — | — |
| Fundações (Fixas) | — | — | — |
| Mão-de-Obra | — | — | — |
| Ligações | — | — | — |
| Custo de capital médio de | — | 3.015 € | 12.060.000 € |

Tabela 5.6 - Mapa de quantidade do sistema de Eólicas Offshore (Plataforma Flutuante)

| Descrição do Trabalho | Quantidade | Preço | Preço Total |
|----------------------------------|------------|---------|-------------|
| Transporte | — | — | — |
| Gerador Eólico 2 MW | 2 | — | — |
| Fundações (Flutuantes) | — | — | — |
| Mão-de-Obra | — | — | — |
| Ligacões | — | — | — |
| Custo de capital médio de | — | 4.570 € | 18.280.000 |

5.2. Resultados Económicos

Para uma maior correta análise económica, temos de ter em conta o crescimento de cargas anual de consumo previsto, e o ano inicial de investimento.

Nos capítulos 4.9 e 4.10, verificou-se que o nosso sistema elétrico deu origem a uma redução de perdas e de energia não fornecida (ENF), o que trará um acréscimo de benefícios anuais.

Na tabela 5.7, podemos observar os resultados económicos para o cenário 4.

Tabela 5.7 - Avaliação económica para o cenário central.

| Ano 0 | Total dos Custos (C) | Benefícios ENF | Benefícios Perdas (MT) | Benefícios Totais (B) | B/C (p.u.) | TRI (%) | VAL (€) | TIR (%) |
|-------|----------------------|----------------|------------------------|-----------------------|------------|---------|---------------|---------|
| 2018 | 31.827.051 € | 420.151 € | 553.043 € | 973.194 € | 0.03 | 0.19 | -30.853.857 € | -12.10 |

O total dos custos (C), representa o custo dos materiais, equipamentos e mão de obra.

Através dos indicadores económicos obtidos, verifica-se que o B/C (relação benefício/custo) é menor que 1, ou seja, os benefícios são menores que os custos estimados.

Como o VAL (Valor Atualizado Líquido) é negativo, implica que não existirá retorno do nosso investimento inicial, durante o prazo indicado.

Relativamente ao TIR, sendo este inferior ao valor da taxa de atualização, demonstra também a inviabilidade do projeto a nível económico.

Capítulo 6

Software Utilizado

6.1. Sistema de Informação Técnico (SIT)

O SIT é uma ferramenta de software utilizada pela EDP, destinada a apoiar a operação do sistema de informação geográfico (SIG) aplicado à área operacional de Eletricidade.

Este software inclui um conjunto de ferramentas para criação ou atualização de rede e/ou cartografia e possui funções disponibilizadas ao utente da aplicação, ligado à gestão de uma rede elétrica, desde a manutenção do cadastro de rede à sua operação.

O processo é iniciado em ambiente SIT onde, com recurso à aplicação SIT-DM, somos capazes de realizar uma exportação dos dados existentes para o ambiente de trabalho DPlan.

6.2. DPLAN

O DPLAN – *Distribution Planning* é um sistema computacional para planeamento e operação de redes de distribuição de energia elétrica que integra um vasto número de funcionalidades:

- Análise e otimização — Avaliação do desempenho do sistema incluindo fiabilidade, qualidade de serviço, trânsito de energia (calcular correntes, tensões ou perdas), curto circuitos (para calcular potências de curto-circuito nos clientes, correntes de curto-circuito máximas nos ramos), etc. A análise é instantânea e ocorre sempre que alguma grandeza do sistema é alterada.
- Restabelecimento de manobras — para planeamento de indisponibilidades, socorro a defeito para reposição de serviço, elaboração de planos de contingência e estudos de manobras.

- Processamento de dados — com facilidades avançadas de edição, seleção, união, visualização geográfica, procura, etc.

O papel de DPLAN é o de ajudar o usuário a estabelecer possibilidades promissoras, definir os critérios de avaliação, e fazer o trabalho computacional associado à análise da rede e escolha da melhor combinação de possibilidades para o objetivo definido pelo critério, de forma a satisfazer melhor a carga, minimizar as perdas, e melhorar a fiabilidade e a qualidade do serviço.

6.3. Investe

Esta aplicação faz recurso à metodologia ASCI(D) – Análise, Seleção e Controlo de Investimentos na Distribuição, tendo por base quer o valor do Investimento aplicado à realização de obras, quer o valor dos Benefícios gerados pelo investimento.

O resultado económico para as diversas alternativas dos projetos de investimento, é expresso pelos indicadores económicos Benefício/Custo (B/C), Taxa de Rentabilidade Inicial (TRI), Valor Atualizado Líquido (VAL) e Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

Consideram-se para o efeito, os custos unitários das obras-tipo e as valias dos benefícios-tipo em uso na EDP Distribuição.

Capítulo 7

Conclusões

Neste relatório foram abordados os dimensionamentos necessários para garantir o funcionamento da rede de estudo em rede isolada, bem como as avaliações técnicas e económicas dos equipamentos simulados, dando especial foco ao conceito de produção recorrendo a tecnologias renováveis.

As redes isoladas têm sido um tópico de interesse crescente, visto que estas redes têm a capacidade de abastecer com energia elétrica, moradores de comunidades isoladas (zonas rurais afastadas, áreas de floresta ou ilhas fluviais), gerada através de modos convencionais ou alternativos, onde a extensão da rede elétrica se localiza em áreas afastadas e/ou de difícil acesso.

Face aos dados obtidos através das várias simulações de dimensionamento e da análise e estudo das várias tecnologias renováveis, notou-se que os esforços e desafios necessários para garantir o funcionamento da rede de estudo em ilha isolada seriam demasiado significativos e dispendiosos para justificar tal implementação neste caso específico, dado que a probabilidade de a rede ter que funcionar isoladamente é muitíssimo baixa.

Tal facto deveu-se principalmente à inexistência de condições geográficas e climáticas adequadas, que quase não foram capazes de cumprir com os requisitos mínimos destas tecnologias de produção renováveis, à imprevisibilidade de produção dessas tecnologias, bem como o os custos que seriam necessários para aquisição destes equipamentos.

Atualmente, os maiores obstáculos para o sucesso deste dimensionamento são as tecnologias de armazenamento que, apesar de garantirem a autonomia necessária à rede, têm um custo exorbitante que dificulta a criação de projetos semelhantes e o défice de energia produzida em

relação à consumida, que muitas vezes tornava impossível garantir o carregamento total das baterias, afetando a independência energética do sistema de rede.

Contudo, através dos nossos dados simulados, é possível observar que as baterias, face ao comportamento incerto de atuação das energias renováveis dimensionadas, garantem uma diminuição de perdas em relação à rede atual e uma diminuição de energia não fornecida.

As baterias, apesar da descida significativa de custo na última década, continuam a ser um conceito em desenvolvimento, onde todos os dias, estão a ser exploradas e testadas novas tecnologias de armazenamento que certamente irão provocar uma transformação radical no futuro dos mercados elétricos e na distribuição de energia.

Estes equipamentos de armazenamento, em conjunção com as tecnologias renováveis, poderão ser a resposta à nossa dependência de combustíveis fósseis e à inconsistência da produção de energia por parte das renováveis, trazendo como benefícios a redução da libertação de gases nocivos (CO₂), melhor eficiência ao nível de produção de energia das tecnologias renováveis, e novas possibilidades na exploração das redes elétricas.

Foram identificados alguns tópicos a ser mais desenvolvidos num trabalho futuro.

Um dos temas a explorar seria observar de que forma as tecnologias de baterias existentes no mercado se comportariam quando fossem instaladas na rede, pois cada uma traz benefícios próprios específicos.

Outro tópico a explorar, seria estudar e avaliar a implementação de um sistema de controlo desta micro-rede, verificando os possíveis benefícios que possam surgir.

Adicionalmente, o estudo de uma possível instalação de fabrico de biogás usando recursos naturais da região, também poderia ser interessante estudar, pois trata-se de uma energia renovável pouco implementada e explorada a nível mundial, e que poderia ser a resposta à criação de redes em ilha isoladas para zonas com características semelhantes.

Referências

| | |
|-----|---|
| [1] | J. P. S. Paiva, Livro Redes de energia elétrica – uma análise sistémica, 2015. |
| [2] | Energy Efficiency Magazine, “ http://www.electrical-efficiency.com ,” 3 March 2014. [Online]. Available: http://www.electrical-efficiency.com/2014/03/focus-smart-electric-grids/ . |
| [3] | WIKIPEDIA, “ https://pt.wikipedia.org/ ,” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Rede_el%C3%A9trica_inteligente . |
| [4] | “ http://viagemeturismoemholambra.blogspot.pt ,” 11 February 2011. [Online]. Available: http://viagemeturismoemholambra.blogspot.pt/2011/02/holambra-cidade-das-flores_11.html . |
| [5] | Ammonit Measurement GmbH, “ http://www.ammonit.com/pt/ ,” [Online]. Available: http://www.ammonit.com/pt/energia-eolica/energia-eolica . |
| [6] | F. CLÍMACO, “ https://pedesenvolvimento.com/ ,” [Online]. Available: https://pedesenvolvimento.com/2009/07/15/historia-da-energia-eolica-e-suas-utilizacoes/ . [Acedido em 2017]. |
| [7] | A. O. , C. N. A. D. Ahmed Al Ameri, “Power Loss Analysis for Wind Power Grid Integration Based on Weibull Distribution,” <i>Energies 2017</i> , vol. 10, nº 4, 2017. |
| [8] | “WINDPOWER PROGRAM,” [Online]. Available: http://www.wind-power-program.com/turbine_characteristics.htm . |
| [9] | “Aerogeradores.org,” [Online]. Available: http://www.aerogeradores.org/limitedebetz.php . |

| | |
|------|--|
| [10] | “Kidwind Science Snack: Betz Limit,” 2014. [Online]. Available: http://learn.kidwind.org/ – Acedido a. |
| [11] | RTS International, “ http://www.rts-international.co.uk ,” [Online]. Available: http://www.rts-international.co.uk/blades.html . |
| [12] | offshoreWIND, “ http://www.offshorewind.biz/ ,” [Online]. Available: http://www.offshorewind.biz/tag/mhi/ . |
| [13] | E. d. Vries, “ http://www.windpowermonthly.com ,” 27 August 2010. [Online]. Available: http://www.windpowermonthly.com/article/1024890/wind-tower-advances-lift-hub-height-restrictions . |
| [14] | offshorewind.net, “ http://offshorewind.net/ ,” [Online]. Available: http://offshorewind.net/offshore-wind-turbine-foundations-current-future-prototypes/ . [Acedido em 2017]. |
| [15] | Principle Power, “ https://www.researchgate.net ,” [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/266086383_fig4_Types-of-offshore-wind-turbine-foundations-reproduced-from-ref-102-source-Principle . |
| [16] | Clean Energy Pipeline, “OFFSHORE WIND PROJECT COST OUTLOOK,” 2014. |
| [17] | International Renewable Energy Agency, “RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES,” 2012. |
| [18] | T. Fukuda, “ http://www.marubeni.com ,” [Online]. Available: http://www.marubeni.com/insight/project_story/wind/ . |
| [19] | offshoreWIND, “ http://www.offshorewind.biz ,” [Online]. Available: http://www.offshorewind.biz/2016/11/28/portugal-okays-25mw-windfloat-atlantic/ . |

| | |
|------|---|
| [20] | Noctula, “ http://noctula.pt/ ,” [Online]. Available: http://noctula.pt/projecto-windfloat-atlantic-primeiro-parque-eolico-maritimo-em-portugal/#!prettyPhoto . |
| [21] | XIX Congresso da Ordem dos Engenheiros, “ http://www.ordemengenheiros.pt/ ,” [Online]. Available: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20121020_windfloat_v1_edit_172377366150d0ac6660904.pdf . |
| [22] | Lusosol, “ http://www.lusosol.com/ ,” [Online]. Available: http://www.lusosol.com/apresentacao.htm . |
| [23] | houstonfoodbank, “ http://www.houstonfoodbank.org/ ,” [Online]. Available: http://www.houstonfoodbank.org/aboutus/solar-power/ . |
| [24] | M. D. Eng. Marco, “As instalações solares,” <i>Hidráulica</i> , nº 25, 2006. |
| [25] | R. Redin, “ http://www.xn--energiasrenovveis-jpb.com/ ,” [Online]. Available: http://www.xn--energiasrenovveis-jpb.com/energia-solar/central-fotovoltaica-hercules/ . [Acedido em 2017]. |
| [26] | Apoio Escolar Online, “ http://www.apoioescolaronline.net/ ,” [Online]. Available: http://www.apoioescolaronline.net/noticias/central-fotovoltaica-hercules-serpa-2 . |
| [27] | Ceinturion, “ https://pt.wikipedia.org/ ,” March 2006. [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:SolarPowerPlantSerpa.jpg . |
| [28] | Earth Observatory, “ https://earthobservatory.nasa.gov/ ,” [Online]. Available: https://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=89668 . [Acedido em 2017]. |
| [29] | WIKIPEDIA, “ https://en.wikipedia.org/ ,” [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Longyangxia_Dam . [Acedido em 2017]. |

| | |
|------|--|
| [30] | NASA, “ https://landsat.visibleearth.nasa.gov/ ,” 5 January 2017. [Online]. Available: https://landsat.visibleearth.nasa.gov/view.php?id=89668 . |
| [31] | X. Pita, Artist, <i>Moinho de Corroios - Como funciona o Moinho de Maré</i> . [Art]. |
| [32] | H. Jeffreys, “ http://www.aprh.pt ,” [Online]. Available: http://www.aprh.pt/rgci/glossario/ondasmarinhas.html . [Acedido em Junho 2017]. |
| [33] | Marine Current Turbines, “ http://www.marineturbines.com ,” [Online]. Available: http://www.marineturbines.com/Tidal-Energy . |
| [34] | SUBSEA world news, “ http://subseaworldnews.com ,” 9 April 2015. [Online]. Available: http://subseaworldnews.com/2015/04/09/the-switch-generator-for-atlantis-ar1500-tidal-turbine/ . |
| [35] | EDP, “ wikiedp.edp.pt ,” [Online]. Available: http://wikiedp.edp.pt/index.php/Pelamis . |
| [36] | Wind Prospect Pty Ltd , “ https://www.windprospect.com.au ,” [Online]. Available: https://www.windprospect.com.au/technologies?t=wave_pelamis . |
| [37] | EDP, “ wikiedp.edp.pt ,” [Online]. Available: http://wikiedp.edp.pt/index.php/AWS . |
| [38] | AWS, “ www.awsocan.com ,” [Online]. Available: http://www.awsocan.com/technology.html . |
| [39] | R. Ramos, “ http://ecomedioambiente.com/ ,” 24 October 2011. [Online]. Available: http://ecomedioambiente.com/energias-renovables/energia-undimotriz/ . |
| [40] | Ocean Power Technologies, “ www.oceanpowertechnologies.com ,” [Online]. Available: http://www.oceanpowertechnologies.com/pb3/ . |
| [41] | Ocean Power Technologies, “ http://www.oceanpowertechnologies.com ,” [Online]. Available: http://www.oceanpowertechnologies.com/powerbuoy-technology/ . |

| | |
|------|---|
| [42] | EDP , “ http://wikiedp.edp.pt ,” [Online]. Available: http://wikiedp.edp.pt/index.php/CAO . |
| [43] | Massachusetts Institute of Technology, “ https://www.sciencedaily.com ,” 18 December 2008. [Online]. Available: https://www.sciencedaily.com/releases/2008/12/081216114102.htm . |
| [44] | AW-Energy Oy, “ http://aw-energy.com/ ,” [Online]. Available: http://aw-energy.com/wave-energy-resources/surge-phenomenon . |
| [45] | Expert Interviews, “ http://www.energy-enviro.fi ,” [Online]. Available: http://www.energy-enviro.fi/demo47/index.php?PAGE=587&PRINT=yes . |
| [46] | I. Vicente, “ http://gazetacaldas.com/ ,” 29 July 2016. [Online]. Available: http://gazetacaldas.com/economia/projecto-waveroller-recebe-10-milhoes-euros-aumento-da-potencia/ . |
| [47] | “ http://www.marineenergywales.co.uk ,” [Online]. Available: http://www.marineenergywales.co.uk/membership/members-directory/ . |
| [48] | Kyushu Electric Power Co., Inc., “ http://www.kyuden.co.jp ,” 29 March 2007. [Online]. Available: http://www.kyuden.co.jp/en_press_h070329-1.html . |
| [49] | Ocean Energy Europe, “ http://www.oceanenergy-europe.eu ,” [Online]. Available: http://www.oceanenergy-europe.eu/en/2-content/480-openhydro-secures-japanese-tidal-turbine-contract . [Acedido em 2017]. |
| [50] | OpenHydro, “OpenHydro secures Japanese tidal turbine contract,” 2016. |
| [51] | Open Hydro, “ http://www.openhydro.com/ ,” [Online]. Available: http://www.openhydro.com/Projects . |

| | |
|------|--|
| [52] | Eneolica, “ http://www.eneolica.pt ,” [Online]. Available: http://www.eneolica.pt/quem-somos-estudos-e-projetos . [Acedido em 2017]. |
| [53] | Portal Energia, “ https://www.portal-energia.com ,” [Online]. Available: https://www.portal-energia.com/projeto-waveroller-energia-das-ondas-peniche-recebe-10-milhoes-euros/ . [Acedido em 2017]. |
| [54] | AW-Energy Oy, “ http://aw-energy.com/ ,” [Online]. Available: http://aw-energy.com/pt-pt/projetos/projeto-surge . |
| [55] | Noctula, “ http://noctula.pt ,” [Online]. Available: http://noctula.pt/energia-das-ondas/ . |
| [56] | APREN, “ www.apren.pt ,” [Online]. Available: http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/biomassa/ . |
| [57] | A. P. Silva, “ http://qsustentavel.blogspot.pt ,” 16 July 2012. [Online]. Available: http://qsustentavel.blogspot.pt/2012/07/biomassa-importante-fonte-de-energia.html . |
| [58] | Portal Energia, “ www.portal-energia.com ,” [Online]. Available: https://www.portal-energia.com/o-que-e-energia-biomassa/ . |
| [59] | Wikichesterdit, “ https://en.wikipedia.org ,” 16 November 2009. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Grid_energy_storage#/media/File:Grid_energy_storage.png . |
| [60] | E. M. G. Damato, “Energy Storage Cost Summary for Utility Planning:Executive Summary,” Electric Power Research Institute, Inc., 2016. |
| [61] | IEC, “ www.indiasmartgrid.org ,” [Online]. Available: http://www.indiasmartgrid.org/Electric-Energy-Storage-(EES).php . |
| [62] | iec, “Electrical Energy Storage,” <i>Energy Storage White Paper</i> , 2011. |

| | |
|------|---|
| [63] | A. F. Charlotte Helston, “ http://www.energybc.ca ,” May 2016. [Online]. Available: http://www.energybc.ca/largehydro.html . |
| [64] | M. MCDERMOTT, “ http://earthtechling.com ,” 6 April 2013. [Online]. Available: http://earthtechling.com/2013/04/storing-renewable-energy-pumped-storage-compressed-air-molten-salt-hydrogen-more/ . |
| [65] | Beacon Power, “ http://beaconpower.com/ ,” [Online]. Available: http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/ . |
| [66] | E. Barbour, “ http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/ ,” [Online]. Available: http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/ . |
| [67] | R. L. Hales, “ https://cleantechnica.com/ ,” 21 November 2014. [Online]. Available: https://cleantechnica.com/2014/11/21/next-breakthrough-grid-capacity/ . |
| [68] | L. Donnelly, “ https://mg.co.za/ ,” 22 May 2015. [Online]. Available: https://mg.co.za/article/2015-05-21-fuel-cell-technology-could-power-sa-inc . |
| [69] | Wikipedia, “Wikipedia,” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Bateria_de_fluxo . |
| [70] | MPOWERUK, “MPOWERUK,” [Online]. Available: http://www.mpoweruk.com/flow.htm . |
| [71] | “ http://eeagrants-rfbat.com/ ,” [Online]. Available: http://eeagrants-rfbat.com/en/project.html . |
| [72] | M. G. M. a. P. E. M. Antonio Ernesto Sarasua, "Dynamic Modelling of Advanced Battery Energy Storage System for Grid-Tied AC Microgrid Applications," in <i>Energy Storage - Technologies and Applications</i> , 2013. |

| | |
|------|--|
| [73] | F. Nogueira, O Livro do Automóvel, Selecoes do Readers Digest, 1976. |
| [74] | Storage Battery Systems, LCC., “ http://www.sbsbattery.com ,” [Online]. Available: http://www.sbsbattery.com/products-services/by-product/batteries/nickel-cadmium-batteries-1/kf-series-ni-cad-wet-fibre-plate.html . |
| [75] | Smart Battery, “ https://www.lithiumion-batteries.com ,” [Online]. Available: https://www.lithiumion-batteries.com/products/product/12v-100ah-lithium-ion-battery.php . |
| [76] | Energy Storage Association, “ http://energystorage.org/ ,” [Online]. Available: http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sodium-sulfur-nas-batteries . |
| [77] | ATKINS, “PROJECTO DA RECONFIGURAÇÃO DA BARRA DO PORTO DE AVEIRO,” Aveiro, 2009. |
| [78] | L. A. Vaz, “Estudo hidrodinâmico do efeito da ondulação na embocadura de Aveiro,” Universidade de Aveiro, Aveiro, 2012. |
| [79] | ALL POWER LABS, “ http://wiki.gekgasifier.com/ ,” [Online]. Available: http://wiki.gekgasifier.com/w/page/6123727/Gasifier-Control-Unit . |
| [80] | ALL POWER LABS, “ http://www.allpowerlabs.com/ ,” [Online]. Available: http://www.allpowerlabs.com/products/20kw-power-pallets http://www.allpowerlabs.com/products/20kw-power-pallets . |
| [81] | ALL POWER LABS, “ http://www.allpowerlabs.com/ ,” [Online]. Available: http://www.allpowerlabs.com/wp-content/uploads/2015/10/CFeedOneSheet10_14_15Small.pdf . |
| [82] | Chanderpur Works Pvt. Ltd., “ https://www.tradeindia.com ,” 5 December 2016. [Online]. Available: https://www.tradeindia.com/selloffer/5172256/Biomass-Gasifier.html . |

| | |
|------|--|
| [83] | Bloomberg, “Bloomberg New Energy Finance,” 2016. |
| [84] | SIEMENS, “ http://w3.siemens.com ,” [Online]. Available: http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/en/mv/power-supply-solutions/siestorage/pages/siestorage.aspx . |
| [85] | M. P. Brian Polagye, “System Level Design, Performance, Cost and Economic Assessment - Tacoma Narrow Washington Tidal In-Stream Power Plant,” EPRI, 2016. |
| [86] | SUBSEA world news, “ http://subseaworldnews.com/ ,” [Online]. Available: http://subseaworldnews.com/2014/03/18/lockheed-martin-to-optimize-design-of-atlantis-ar1500-tidal-turbine/ . |
| [87] | Portal do Clima, “ http://portaldoclima.pt/pt/ ,” [Online]. Available: http://portaldoclima.pt/pt/ . |
| [88] | Sub Sea Cables UK, “ http://www.escaeu.org ,” [Online]. Available: http://www.escaeu.org/articles/submarine-power-cables/ . |
| [89] | ERSE, “ http://www.erse.pt ,” [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=664e186b-ff5e-4c7c-a1b5-5156e212800f . |
| [90] | E. Distribuição, “ProjLEAT - Projecto de Linhas Eléctricas Aéreas de MT e AT,” Energias de Portugal, S.A., 2012. |
| [91] | “PROJECTO DA RECONFIGURAÇÃO DA BARRA DO PORTO DE AVEIRO”. |
| [92] | DPlan, <i>Manual de utilização</i> . |

